



LAPORAN SKRIPSI – ME 141501

**PENILAIAN RISIKO PIPA GAS BAWAH
LAUT AKIBAT SURVEI SEISMIK
(PERBANDINGAN METODE MATEMATIS
DAN PERMODELAN GEOTEKNIK)**

**MUHAMMAD ARIF PRADANA
NRP 4211100009**

**Dosen Pembimbing
Ir. Dwi Priyanta, MSE
Kriyo Sambodho, S.T, M.Eng, Ph.D**

**JURUSAN TEKNIK SISTEM PERKAPALAN
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2016**



FINAL PROJECT – ME 141501

**RISK ASSESSMENT SUBSEA PIPELINE DUE
TO SEISMIC SURVEY (MATHEMATICAL
METHODS AND GEOTECHNICAL
MODELLING COMPARISON)**

**MUHAMMAD ARIF PRADANA
NRP 4211100009**

**Lecturer Advisor
Ir. Dwi Priyanta, MSE
Kriyo Sambodho, S.T, M.Eng, Ph.D**

**DEPARTMENT OF MARINE ENGINEERING
Faculty of Marine Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2016**

LEMBAR PENGESAHAN

PENILAIAN RISIKO PIPA GAS BAWAH LAUT AKIBAT SURVEI SEISMIK (PERBANDINGAN METODE MATEMATIS DAN PERMODELAN GEOTEKNIK)

SKRIPSI

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik pada
Bidang Studi *Reliability, Availability, Maintainability, and Safety* (RAMS)
Program Studi S1 Jurusan Teknik Sistem Perkapalan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

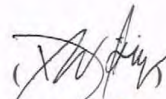

Oleh:

MUHAMMAD ARIF PRADANA
NRP. 4211100009

Disetujui oleh Pembimbing Tugas Akhir :

Ir. Dwi Priyanta, M.SE

Kriyo Sambodho, S.T, M.Eng, Ph.D

()
()

SURABAYA
2016

LEMBAR PENGESAHAN

PENILAIAN RISIKO PIPA GAS BAWAH LAUT AKIBAT SURVEI SEISMIK (PERBANDINGAN METODE MATEMATIS DAN PERMODELAN GEOTEKNIK)

SKRIPSI

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik pada
Bidang Studi *Reliability, Availability, Maintainability, and Safety* (RAMS)
Program Studi S1 Jurusan Teknik Sistem Perkapalan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

MUHAMMAD ARIF PRADANA
NRP. 4211100009

Disetujui oleh Ketua Jurusan
Teknik Sistem Perkapalan FTK-ITS



Dr. Eng. M Badruz Zaman, ST, MT

NIP. 197708022008011007

PENILAIAN RISIKO PIPA GAS BAWAH LAUT AKIBAT SURVEI SEISMIK (PERBANDINGAN METODE MATEMATIS DAN PERMODELAN GEOTEKNIK)

Nama Mahasiswa : Muhammad Arif Pradana
NRP : 4211100009
Jurusan : Teknik Sistem Perkapalan FTK-ITS
Dosen Pembimbing : Ir. Dwi Priyanta, M.SE
Kriyo Sambodho, S.T, M.Eng, Ph.D

ABSTRAK

Gas merupakan salah satu sumber daya alam yang ada di Indonesia. Saat ini terdapat berbagai fasilitas eksplorasi, pengolahan, produksi dan distribusi gas di laut dalam Indonesia dalam beberapa tahun terakhir menunjukkan usaha yang progresif demi memenuhi kebutuhan domestik maupun luar negeri. Sebuah terminal dapat diperoleh potensi sumber gas baru yang terdapat disekitar pipa yang dianalisis dengan *survey seismic*. Untuk itu dalam kasus penelitian ini, akan dianalisis pengaruh aktivitas *survey seismic* terhadap *offshore gas pipeline* dengan diameter 610 mm yang akan digelar dari *field* terminal tersebut. Pada kasus ini akan dilakukan penilaian risiko baik frekuensi maupun konsekuensi terhadap bahaya dari *ship sinking*, *drop anchor* dan *drag anchor* sesuai DNV-RP-F107. Hal ini dikarenakan kapal yang melakukan aktivitas *survey seismic* melewati pipa gas tersebut. Untuk itu, penilaian risiko terhadap bahaya tersebut harus dilakukan karena dampak konsekuensi yang mungkin terjadi yaitu *impact*, *pull over* dan *hooking* dari jangkar terhadap pipa akan memberikan bahaya bagi operasional kegiatan eksplorasi, lingkungan dan manusia. Penilaian frekuensi, konsekuensi dan *risk matrix* berdasarkan standar DNV-RP-F107. Selain itu juga dilakukan *Geotechnical Analysis* dengan menganalisa tegangan dari pipa berdasarkan perhitungan matematis berdasarkan safety

factor yang ada. Untuk simulasi dan pemodelan dari pipa akibat aktivitas geoteknik menggunakan *software Geostudio (Geoslope)*. Hasil dari penilaian risiko yang dilakukan, dari aktivitas *survey seismic* dengan melakukan *risk modeling* dapat di terima (*acceptable*) di *risk matrix*. Untuk perhitungan tegangan pipa juga dapat diterima (*acceptable*) dari *safety factor* yang ada. Dan untuk permodelan dari pipa dengan *software geoslope* pipa dinyatakan aman terutama yang diatas *seabed* karena terdapat *coating* yang melindungi pipa tersebut. Sedangkan untuk tindakan mitigasi tidak perlu dilakukan karena pipa aman dari aktivitas *survey seismic*, dan selanjutnya dapat dilakukan pembangunan sumur gas baru.

Kata Kunci : *Risk Assessment; DNV-RP-F107; Risk Matrix; Survey Seismic, Geotechnical Analysis, Geoslope.*

RISK ASSESSMENT SUBSEA PIPELINE DUE TO SEISMIC SURVEY (MATHEMATICAL METHODS AND GEOTECHNICAL MODELLING COMPARISON)

Name : Muhammad Arif Pradana
NRP : 4211100009
Department : Teknik Sistem Perkapalan FTK-ITS
Lecturer Advisor : Ir. Dwi Priyanta, M.SE
Kriyo Sambodho, S.T, M.Eng, Ph.D

ABSTRACT

Gas is one of the natural resources that exist in Indonesia. Today there are a variety of facilities exploration, production, processing and distribution of gas in the sea in Indonesia in recent years show a progressive business to meet the needs of both domestic and overseas. A terminal can be obtained cracked potential new gas contained around pipes were analyzed by seismic surveys. Therefore in the case of this study, will be analyzed the effect of seismic survey activities on the offshore gas pipeline with a diameter of 610 mm which will be held from the terminal field. In this case the risk assessment will be carried out both the frequency and consequences of the danger of the ship sinking, drop anchor and drag anchor in accordance DNV-RP-F107. This is because ships do seismic survey activity of the gas passing through the pipeline. To that end, the hazard risk assessment should be carried out because of the impact of the possible consequences that impact, pull over and hooking of the anchor against the pipeline would represent a danger to the operational activities of exploration, the environment and humans. Assessment frequency, consequences and risk matrix based on the standard DNV-RP-F107. It also conducted Geotechnical Analysis by analyzing the voltage of the pipe based on a mathematical calculation based on existing safety factor. For simulation and modeling of the pipeline due to

geotechnical activities using software Geostudio (Geoslope). The results of the risk assessment is carried out, from the seismic survey activities to perform risk modeling can be received (acceptable) in the risk matrix. For the calculation of pipe stress are also acceptable (acceptable) from the existing safety factor. And for the modeling of the pipe with a pipe geoslope declared safe software mainly over seabed because there are coating that protects the pipe. As for the mitigation measures would be unnecessary as the pipe is safe from seismic survey activity, and then do the construction of new gas wells.

Keywords: Risk Assessment; DNV-RP-F107; Risk Matrix; Survey Seismic, Geotechnical Analysis, Geoslope.

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah Hirobbil'alamin. Segala Puji dan Syukur kehadiran kehadiran Allah SWT atas rahmat dan hidayahnya sehingga penulis mampu menyelesaikan Tugas Akhir dengan judul “ Penilaian Risiko Pipa gas bawah laut Akibat Survey Seismic (Perbandingan Metode Matematis dan Pemodelan Geoteknik) Pada Terminal BP Tangguh LNG”. Dalam penulisan tugas akhir ini banyak pihak yang telah membantu dalam moril, material, semangat serta nasihat-nasihat yang akan saya kenang sebagai panutan untuk meningkatkan kualitas diri.

Ucapan terimakasih penulis sampaikan kepada:

1. Tuhan yang Maha Esa atas Rahmat dan Hidayahnya lah penulis mampu menyelesaikan tugas akhir ini.
2. Nabi Muhammad SAW berkat perjuangan beliau lah penulis mendapatkan inspirasi dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
3. Ibu dan Bapak tercinta, (Marsini dan Sukimin) yang selalu memberikan dukungan baik secara moril, spiritual dan material serta menjadi penyemangat dan inspirasi.
4. Adik Kandung (Irfan Sholeh Hermawan) yang telah memberikan dukungan secara moril dan spiritual dalam pengerjaan tugas akhir ini
5. Bapak Dr. Eng. M Badruz Zaman, ST, MT selaku Ketua Jurusan Teknik Sistem Perkapalan yang banyak memberikan inspirasi dan dukungan bagi peserta didiknya.
6. Bapak Ir. Dwi Priyanta, M.SE dan Bapak Kriyo Sambodho, S.T, M.Eng, Ph.D selaku dosen pembimbing yang telah banyak memberi inspirasi dan motivasi. Bimbingan yang tak kenal lelah, perhatian, serta nasihat yang diberikan layaknya orang tua sendiri
7. Bapak AAB Dinariyana DP, ST, MES, Ph.D yang telah memberikan kesempatan kedua, nasihat, bimbingan dan arahan sehingga penulis bisa menyelesaikan tugas akhir.

8. Tim penguji bidang RAMS, Bapak AAB Dinariyana DP, ST, MES, Ph.D, Bapak Ir. Dwi Priyanta, M.SE, Bapak Raja Oloan Saut Gurning, ST, M.Sc, Ph.D, dan Bapak Dr. Eddy Setyo K, ST, M.Sc yang telah memberikan arahan dan masukan dalam pengerjaan tugas akhir.
9. Bapak Sutopo Purwono Fitr, ST., M.SC., PHD selaku dosen wali yang membimbing, memberi motivasi dan arahan selama kuliah di jurusan teknik sistem perkapalan.
10. Keluarga besar office EPC Pak Fuad, Mas Nurhadi S sebagai coach penulis, Indra WW, Andri I, M Sholeh, M Sifullah, Shafira Chika, Fitra Didit, Shofiatur R dan para pejuang 114 (Gigih P, Bayu A, M Abdul Rokhim, Arista PCN) yang menemani penulis mengerjakan tugas akhir.
11. Rekan –rekan seperjuangan tugas akhir RAMS yang selalu berjuang bersama-sama. Lanjutkan kesuksesannya.
12. Keluarga besar AMPBI'11. Tanpa bantuan kalian penulis bukan siapa-siapa, sampai ketemu dipuncak kesuksesan.
13. Keluarga besar Yayasan Pengembangan SDM IPTEK terutama kepada Bapak Budi Nur Iman dan pembina lain, Mas Erik S, Supervisor (Hudzaifah, Ilham J, Nibras F M, Farizha , Dian A) dan santri SDM IPTEK angkatan IV (Fantastic Four) dan V (Pandhawa V) yang telah memberikan dukungan moril, spiritual dan material dalam penyelesaian tugas akhir ini.
14. Kabinet BEM ITS Kolaborasi (2014-2015) yang luar biasa memberikan dukungan dan tetap memberi pengingat untuk menyelesaikan tugas akhir ini.
15. Dan pihak-pihak yang tidak bisa disebutkan satu-persatu.

Penulis sadari sepenuhnya bahwa tulisan ini masih jauh dari kata sempurna dan semoga tugas akhir ini dapat bermanfaat bagi pembaca dan masyarakat umumnya

Surabaya, Juli 2016
Penulis

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN JUDUL	ii
LEMBAR PENGESAHAN	iii
LEMBAR PENGESAHAN	iv
ABSTRAK	v
ABSTRACT	vii
KATA PENGANTAR.....	ix
DAFTAR ISI.....	xi
DAFTAR GAMBAR.....	xv
DAFTAR TABEL	xvii
DAFTAR LAMPIRAN	xix
BAB I.....	1
PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Perumusan Masalah	5
1.3 Batasan Masalah	5
1.4 Tujuan Penulisan	6
1.5 Manfaat Penulisan.....	6
BAB II.....	9
TINJAUAN PUSTAKA	9
2.1 Umum	9
2.2 Penilaian Risiko (Risk Assessment).....	9
2.2.1 <i>Hazard Identification</i>	10
2.2.2 <i>Frequency Assessment</i>	11
2.2.3 <i>Consequence Assessment</i>	12
2.2.4 <i>Risk Evaluation</i>	13
2.3 Standard <i>Det Norske Veritas</i> (DNV).....	13
2.3.1 Rangkang Frekuensi	14
2.3.2 Rangkang Konsekuensi	15
2.3.3 Analisis Risiko Akibat Dropped Anchor.....	17
2.3.4 Analisis Risiko Akibat <i>Dragged Anchor</i>	21
i. Gaya yang Bekerja pada Jangkar	21
ii. Gaya yang Bekerja Akibat Daya Kapal.....	25

iii.	Gaya yang Bekerja pada Rantai Jangkar	26
2.3.5	Penilaian Risiko Akibat Sinking <i>Vessels</i>	27
2.4	Survey Seismic	29
2.5	Geotechnical Analysis	31
2.5.1	Analisis Tegangan Pipa.....	31
2.5.2	Software Geoslope	33
BAB III	35
METODOLOGI PENELITIAN	35
3.1	Pengumpulan Data.....	36
3.2	Risk Modelling	36
3.2.1	Identifikasi Bahaya	36
3.2.2	Analisis Frekuensi.....	37
3.2.3	Analisis Konsekuensi.....	37
3.2.4	Risk Matrix	37
3.2.5	Mitigasi.....	37
3.3	Geotechnical Analysis	38
3.3.1	Analisis Tegangan Pipa.....	38
3.3.2	Analisis permodelan dengan software geoslope	38
3.3.3	Kriteria risiko berdasarkan safety factor	39
3.3.4	Mitigasi.....	39
3.4	Kesimpulan dan Saran	39
BAB IV	41
ANALISIS DATA DAN PEMBAHASAN	41
RISK MODELLING	41
4.1	Pengumpulan Data.....	41
4.1.1	Data Pipa	41
4.1.2	Data Kapal.....	44
4.1.3	Data Lingkungan	44
4.1.4	Data Tanah.....	46
4.1.5	Data Kapal Seismic.....	48
4.2	Identifikasi Bahaya	50
4.3	Penilaian Risiko	50
4.3.1	Penilaian Frekuensi.....	50
4.3.2	Penilaian Konsekuensi	58
4.3.3	<i>Risk Matrix</i>	70

BAB V	73
ANALISIS DATA DAN PEMBAHASAN GEOTECHNICAL	
ANALYSIS	73
5.1 Pengumpulan Data	73
5.1.1 Data Pipa	73
5.1.2 Data Lingkungan	75
5.1.3 Data Tanah.....	76
5.1.4 Data Kapal Seismic.....	79
5.2 Analisis Tegangan Pipa.....	81
5.3 Software Geoslope.....	87
BAB VI	93
KESIMPULAN DAN SARAN	93
5.1 Kesimpulan.....	93
5.2 Saran.....	94
DAFTAR PUSTAKA.....	95

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

DAFTAR TABEL

TABEL 1 1PERINGKAT PENYEBAB KEGAGALANPADA JARINGAN PIPA.....	2
TABEL 2 1 TABEL IDENTIFIKASI BAHAYAS, DNV-RP- F107.....	11
TABEL 2 2FREKUENSI DNV-RP-F107	14
TABEL 2 3 RANGKING KONSEKUENSI, DNV-RP-F107	16
TABEL 2 4 DRAG COEFFICIENT, DNV-RP-F107	20
TABEL 4 1 DATA PIPA GAS BAWAH LAUT	42
TABEL 4 2 JALUR PIPA GAS BAWAH LAUT	43
TABEL 4 3DATA SUBSEA CABLE	43
TABEL 4 4 DATA KAPAL PADA AKTIVITAS SURVEY SEISMIC	44
TABEL 4 5 MARINE GROWTH	44
TABEL 4 6 SEAWATER TEMPERATURE	45
TABEL 4 7TIDAL DATA	45
TABEL 4 8 WAVE DESIGN DATA FOR 100 YEAR.....	45
TABEL 4 9 SOIL DATA SAMPAI PLATFORM.....	46
TABEL 4 10SOIL DATA DARI ROA PLATTFORM LOCATION.....	47
TABEL 4 11UKURAN KAPAL SEISMIC.....	48
TABEL 4 12DATA KAPAL SEISMIC.....	49
TABEL 4 13 HAZARD YANG TERJADI.....	52
TABEL 4 14 FREKUENSI DROPPED ANCHOR PADA VARIASI WAKTU	53
TABEL 4 15 FREKUENSI DROPPED ANCHOR DENGAN VARIASI KECEPATAN.....	54
TABEL 4 16 FREKUENSI DRAGGED ANCHOR DENGAN VARIASI WAKTU	55
TABEL 4 17 FREKUENSI DRAGGED ANCHOR DENGAN VARIASI KECEPATAN.....	56

TABEL 4 18 FREKUENSI SHIP SINKING DENGAN VARIASI WAKTU.....	57
TABEL 4 19 FREKUENSI SHIP SINKING DENGAN VARIASI KECEPATAN.....	57
TABEL 4 20 KESIMPULAN TOTAL PENILAIAN FREKUENSI.....	58
TABEL 4 21 EFFECTIVE IMPACT ENERGY.....	62
TABEL 4 22 NILAI KONSEKUENSI DRAGGED ANCHOR	67
TABEL 4 23EFFECTIVE IMPACT ENERGY.....	69
TABEL 4 24 HASIL RISK MATRIX	71
TABEL 5 1 DATA PIPA GAS BAWAH LAUT	73
TABEL 5 2 JALUR PIPA GAS BAWAH.....	74
TABEL 5 3 DATA SUBSEA CABLE	74
TABEL 5 4 MARINE GROWTH	75
TABEL 5 5 SEAWATER TEMPERATURE	75
TABEL 5 6 TIDAL DATA	75
TABEL 5 7 WAVE DESIGN DATA FOR 100 YEAR.....	76
TABEL 5 8 SOIL DATA DARI PIPA GAS BAWAH LAUT ..	77
TABEL 5 9SOIL DATADARI ROA PLATTFORM LOCATION	78
TABEL 5 10 DATA KAPAL SEISMIC.....	79
TABEL 5 11 UKURAN KAPAL SEISMIC.....	80

DAFTAR GAMBAR

GAMBAR 1 LOKASI PIPA GAS BAWAH LAUT.....	3
GAMBAR 2 KAPAL SEISMIK “ <i>SEA HORSE</i> ”	4
GAMBAR 3 <i>RISK MATRIX</i> DNV-RP-F107	13
GAMBAR 4 ENERGI PADA PIPA DAN JANGKAR	17
GAMBAR 5 CADZ (<i>CRITICAL ANCHOR DAMAGE ZONE</i>)	18
GAMBAR 6 CSZ (<i>CRITICAL SHIP ZONE</i>)	18
GAMBAR 7 CONTOH PEMBEBANAN (DNV-RP-F107).....	19
GAMBAR 8 GAYA YANG BEKERJA PADA SAAT TARIKAN JANGKAR.....	26
GAMBAR 9 BEBAN MERATA KAPAL.....	27
GAMBAR 10 BEBAN TERPUSAT KAPAL	28
GAMBAR 11 AKTIVITAS KAPAL <i>SEISMIC</i>	29
GAMBAR 12 <i>SOFTWARE GEOSLOPE</i>	34
GAMBAR 13 <i>FLOW CHART</i> Pengerjaan Skripsi	35
GAMBAR 14 PIPA YANG TERKENA AKTIVITAS <i>SEISMIC</i>	41
GAMBAR 15 LETAK PIPA BERDASARKAN AKTIVITAS SURVEY SEISMIC.....	42
GAMBAR 16 FASILITAS LOKASI PIPA	51
GAMBAR 17 SKENARIO ANALISIS FREKUENSI	52
GAMBAR 18 CONTOH PEMBEBANAN (DNV-RP-F107)...	59
GAMBAR 19 <i>RISK MATRIX</i>	70
GAMBAR 20 LEKTAK PIPA BP TANGGUH LNG	88
GAMBAR 21 HASIL PERMODELAN SAAT PRESSURE HEAD 20 M	88
GAMBAR 22 HASIL PERMODELAN SAAT PORE-WATER PRESSURE 20 M.....	89
GAMBAR 23 HASIL PERMODELAN SAAT PRESSURE HEAD 10 M	90

GAMBAR 24 HASIL PERMODELAN SAAT PORE-WATER PRESSURE 10 M	90
GAMBAR 25 HASIL PERMODELAN SAAT PRESSURE HEAD DIATAS <i>SEABED</i>	91
GAMBAR 26 HASIL PERMODELAN SAAT PORE-WATER DIATAS <i>SEABED</i>	92

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran A *Risk Modelling* Pipa Gas Bawah Laut

Lampiran B Analisa Tegangan Pipa Gas Bawah Laut

Lampiran C Permodelan Geotechnic dengan Menggunakan
Software Geoslope pada Pipa Gas Bawah Laut

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Gas merupakan salah satu sumber daya alam yang melimpah di Indonesia. Pada era sekarang ini, gas juga merupakan solusi energi alternatif sebagai pengganti bahan bakar minyak yang bisa dimanfaatkan untuk memenuhi kebutuhan industri maupun masyarakat. Hal tersebut dikarenakan menipisnya cadangan minyak dan kurang stabilnya harga minyak dunia. Di Indonesia sendiri pemanfaatan gas sebagai energi alternatif mulai meningkat dari tahun ke tahun. Dengan peningkatan jumlah pengguna dan permintaan akan gas, pemilihan mode transportasi maupun distribusi gas pun menjadi sangat penting demi menunjang efektifitas dari segi ekonomi dan teknis.

Sebagian besar dari usaha minyak dan gas didukung dengan *pipeline* sebagai media distribusi dan transportasinya. Untuk tetap menjaga atau meningkatkan hasil produksi nantinya, tentu hal yang berkaitan tentang analisis risiko, rute pipa, design spesifikasi pipa dan pemeliharaan atau *maintenance* untuk setiap bagian tersebut perlu dipertimbangkan dengan serius. Agar setiap kegiatan yang berkaitan eksplorasi, eksploitasi dan distribusi bisa tetap berjalan dengan maksimal, maka diperlukan pertimbangan yang tepat serta dilakukan *risk assessment* dan mitigasi yang tepat pula.

Pipeline merupakan media yang didesain untuk dapat mengalirkan fluida dalam kapasitas, suhu, tekanan dan kondisi fluida tertentu. Selain itu, *pipeline*

merupakan media tertutup yang dirancang agar dapat tahan terhadap bahaya dari internal dan eksternal pipa sesuai *code* yang dipakai. Medan yang dilewati pipa pun juga cukup beragam mengikuti kontur permukaan bumi, entah itu di permukaan atau dibawah *seabed* di dasar laut. Untuk itu, bahaya yang ada seperti *Crack*, *fatigue*, *corrosion* dan *stress* yang terjadi pada pipa patut dipertimbangkan karena bahayanya yang secara langsung maupun tidak langsung akan berdampak pada lingkungan dan manusia.

Ada beberapa hal yang menyebabkan kegagalan pipa :

Tabel 1 1Peringkat penyebab kegagalanpada jaringan pipa

No	Cause Oil pipeline incidents	Mean Rating score	Rangking
1	Sabotage (Vandalization)	5	1st
2	Mechanical impact (3rd party) damage	1.35	4th
3	Materials defect	1.11	8th
4	Equipment failure	1.33	5th
5	Operation errors	1.05	10th
6	Geotechnical forces/hydrodynamic force (natural forces)	1.11	8th
7	External Corrosion	1.88	2nd
8	Internal Corrosion Hydrogen Induced cracking	1.38	3rd
9	Over -pressurization	1.12	7th
10	Internal expansion forces	1	11th
11	Fatigue	1	11th
12	Weld crack	1.16	6th
13	Improper repair weld	1	11th

Dari tabel tersebut dapat dilihat bahwa *geotechnical forces* dan *fatigue* dapat menyebabkan kegagalan pada pipa. Bila *pipeline* sampai mengalami masalah tersebut, maka biaya untuk memperbaikinya akan menjadi sangat mahal. Terlebih dari itu, dampak dari kebocoran gas tersebut juga sangat besar seperti kebakaran, pencemaran lingkungan hingga ledakan yang dapat menyebabkan korban jiwa.



Gambar 1 Lokasi pipa gas bawah laut

Dalam kasus penelitian ini, akan dianalisis *offshore gas pipeline* terhadap bahaya dari Ship sinking, drop anchor dan drag anchor sesuai DNV-RP-F107 dan akan dianalisis berdasarkan perbandingan matematis dengan software. Dalam kasus ini juga ada indikasi bahwa disekitar pipa ada sumber baru gas. Untuk melakukan pengujian sebuah wilayah apakah terdapat sumber gas maka diperlukan cara penembakan airgun guna melihat apakah ada potensi gas disana. Penembakan

dengan *airgun* dengan ini akan mempengaruhi kondisi geoteknik dari tanah yang dikenakan tembakan tersebut.

Pada proses geoteknik tanah dilakukan dengan metode *survey seismic* sehingga kita akan mendapatkan kondisi tanah dari penembakan *airgun* dan juga seberapa pengaruh aktivitas kapal seismic terhadap pipa tersebut. Selain itu juga dapat mengetahui kondisi tanah akibat dari tekanan apakah berpengaruh terhadap pipa Gas yang ditanam dibawah *seabed*.



Gambar 2 Kapal Seismik “Sea Horse”

Penilaian risiko sangat penting dilakukan untuk menilai kemungkinan kejadian yang dapat mengganggu keamanan, keselamatan, keandalan jalur perpipaan, dan lingkungannya yang berada pada jalur pipa berada serta untuk melindungi aset perusahaan, dimana penilaian risiko ini difokuskan pada penilaian risiko jalur pipa untuk menjaga integritas dan kehandalan pipa agar memudahkan perusahaan melakukan manajemen risiko.

Pada Tugas akhir ini dalam pengerjaannya dilakukan 4 langkah untuk melakukan penilaian risiko, yaitu :

1. Identifikasi bahaya (*Hazard Identification*)
2. Penilaian Frekuensi (*Frequency Assessment*)
3. Penilaian konsekuensi (*Qonsequencey Assessment*)
4. Evaluasi risiko (*Risk Evaluation*)

1.2 Perumusan Masalah

Rumusan masalah yang terjadi pada jalur pipa gas yang terkena aktivitas *survey seismic* adalah:

- a. Bagaimana pengaruh pipa gas bawah laut akibat aktivitas *survey seismic* berdasarkan letak pipa?
- b. Apa saja risiko yang dapat terjadi pada pipa gas bawah laut terhadap dampak penembakan airgun dan aktivitas kapal *seismic*?
- c. Bagaimana tingkat frekuensi dan konsekuensi akibat aktivitas kapal *seismic* terhadap pipa gas bawah laut?
- d. Bagaimana perbandingan hasil *Geotechnis Analysis* berdasarkan safety factor menggunakan perhitungan matematis maupun permodelan dengan software?
- e. Berdasarkan *risk matrik* dan *safety factor* apakah pengaruh *survey seismic* dapat diterima, dan bagaimana untuk rencana pembangunan sumur gas baru?

1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah dalam analisis rumusan permasalahan di atas diperlukan untuk lebih memfokuskan bahasan dalam skripsi ini. Batasan masalah yang akan dibahas, sebagai berikut:

- a. Menggunakan metode *Survey Seismic* untuk mengetahui kondisi pipa gas bawah laut.

- b. Permodelan dari seabed untuk mengetahui letak dari pipa gas bawah laut.
- c. Pengaruh aktivitas *Survey Seismic* terhadap pipa gas bawah laut sesuai dengan DNV-RP-F107
- d. Membandingkan hasil perhitungan matematis dengan permodelan *software* sesuai *safety factor*

1.4 Tujuan Penulisan

Tujuan yang ingin dicapai dari skripsi ini adalah:

1. Membuat desain permodelan dari pada pipa gas bawah laut akibat aktivitas *survey seismic* berdasarkan letak pipa.
2. Mengidentifikasi pengaruh penembakan airgun dan aktivitas kapal *seismic* terhadap pipa gas bawah laut.
3. Mengetahui tingkat frekuensi dan konsekuensi akibat aktivitas kapal *seismic* terhadap pipa gas bawah laut
4. Mengetahui perbandingan hasil *Geotechnical Analysis* berdasarkan *safety factor* menggunakan perhitungan matematis maupun permodelan dengan *software Geoslope*
5. Mendapatkan tingkat risiko yang dimiliki oleh pipa gas bawah laut sesuai dengan *risk matrik* dan *safety factor*, diijinkan atau tidak sehingga menentukan pembangunan sumur gas baru.

1.5 Manfaat Penulisan

Dari tugas akhir ini diharapkan akan memberikan manfaat bagi berbagai pihak yang membutuhkan. Adapun manfaat yang akan diperoleh antara lain:

1. Mengetahui bahaya – bahaya yang terjadi pada pipa gas bawah laut akibat penembakan airgun dan aktivitas kapal *Seismic* yang dilakukan saat *Survey Seismic*, sehingga apakah kita

dijijinkan untuk melakukan pembangunan sumur gas baru berdasarkan *safety factor* dan *risk matrix*.

2. Merekomendasikan mitigasi dengan mengontrol frekuensi dan konsekuensi jalur pipa.

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Umum

Pipeline merupakan media yang didesain untuk dapat mengalirkan fluida dalam kapasitas, suhu, tekanan dan kondisi fluida tertentu. Selain itu, *pipeline* merupakan media tertutup yang dirancang agar dapat tahan terhadap bahaya dari internal dan eksternal pipa sesuai *code* yang dipakai. Medan yang dilewati pipa pun juga cukup beragam mengikuti kontur permukaan bumi, entah itu di permukaan tanah atau di permukaan *seabed* di dasar laut. Untuk itu, bahaya yang mungkin terjadi pada pipa sangat besar dan kemungkinan terjadi bahaya seperti kebakaran dan ledakan juga bisa terjadi. *Crack*, *fatigue*, *corrosion* dan *stress* yang terjadi pada pipa patut dipertimbangkan karena bahayanya yang secara langsung maupun tidak langsung akan berdampak pada lingkungan dan manusia.

Kelebihan penggunaan *pipeline* sebagai sarana transportasi dan distribusi sumber daya *hydrocarbon* bahwa *pipeline* bisa menyalurkan dengan lebih cepat dan efisien sesuai karakter fluida dan jarak tertentu. Oleh karena itu, *pipeline* banyak digunakan untuk pengembangan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas di lepas pantai. Termasuk untuk distribusi *hydrocarbon* dari ladang atau sumur menuju ke stasiun penerima dan stasiun produksi.

2.2 Penilaian Risiko (Risk Assessment)

Penilaian risiko adalah sebuah metode yang digunakan untuk menilai tingkat bahaya dan risikonya yang mungkin

terjadi dari suatu objek. Penilaian risiko biasa dilakukan untuk mengetahui kemungkinan risiko yang terjadi di setiap kejadian. Tahapan awal dari proses penilaian risiko adalah mengidentifikasi bahaya dari setiap kemungkinan yang akan berdampak pada lingkungan, keselamatan, keamanan manusia, proses eksplorasi maupun produksi. Setelah identifikasi bahaya, maka yang akan dianalisis adalah seberapa sering atau frekuensi bahaya tersebut kemungkinan terjadi. Hal berikutnya yang dilakukan adalah analisis konsekuensi yang bisa terjadi dari setiap bahaya. Hasil akhir dari penilaian risiko adalah evaluasi risiko, dimana:

$$\text{Risk} = (\text{Event likelihood}) \times (\text{Event consequence})$$

Aplikasi dari evaluasi risiko adalah *risk matrix* dimana nantinya akan diketahui letak kondisi pipa, apakah memenuhi *acceptance criteria* atau tidak. Jika tidak maka harus dilakukan mitigasi untuk mengurangi dampak konsekuensi dan memberikan proteksi lebih. Mitigasi dilakukan sampai risiko akhir bisa di bawah *acceptance criteria*.

Dalam tugas akhir ini, standar yang digunakan adalah DNV-RP-F107 tentang *Risk Assessment of Pipeline Protection*. Disini akan mengacu pada identifikasi bahaya terhadap *ship sinking*, *drop anchor* dan *drag anchor*.

2.2.1 Hazard Identification

Identifikasi bahaya adalah tahap yang sangat penting dalam penilaian risiko. Hal ini terkait dengan hubungannya dengan analisis konsekuensi yang akan dilakukan. Identifikasi bahaya ini harus dilakukan dengan mempertimbangkan semua kejadian yang bisa menimbulkan kerugian. Contoh identifikasi bahaya bisa dilihat pada **Tabel 2.1**:

Tabel 2 1 Tabel Identifikasi Bahaya, DNV-RP-F107

Operasi/Aktivitas	Bahaya	Kemungkinan Kerusakan pada Pipa
Instansi pipa	Menjatuhkan dan menyeret jangkar atau rantai jangkar dari <i>pipe layvessel</i>	Kerusakan akibat tubrukan
	Hilangnya tegangan, kejatuhan pipa	Kerusakan pada pipa atau kabel
	Kerusakan selama penggalanm instalasu perlindungan penutup	Kerusakan akibat tubrukan
Instalasi risers, modules, dll (beban berat)	Kerusakan selama konstruksi persimpangan	Kerusakan akibat tubrukan
	Menjatuhkan objek	Kerusakan akibat tubrukan
	Menyeret rantai jangkar	Kerusakan akibat tarikan dan abrasi
Peletakan jangkar (Rig dan operasi lay vessel)	Menjatuhkan jangkar, kerusakan rantai jangkar, dll	Kerusakan akibat tubrukan
	Menyeret jangkar	Kerusakan akibat kaitan dan tubrukan
	Menyeret rantai jangkar	Kerusakan akibat terkait dan tubrukan
Aktivitas mengangakat (aktivitas Rig dan platform)	Menjatuhkan objek ke laut	Kerusakan akibat tubrukan
	Tubrukan ROV	Kerusakan akibat tubrukan
	Kegagalan manuver selama pemasangan/pembongkaran peralatan	Kerusakan akibat tubrukan
Aktivitas pukut	Tubrukan, tarikan dan kaitan pukut	Kerusakan akibat tarikan dan abrasi
		Kerusakan akibat tubrukan dan tarikan
		Kerusakan akibat tubrukan
Lalu lintas tanker, supply vessel dan kapal komersial	Tabrakan kapal	Kerusakan akibat tubrukan
	Menjatuhkan jangkar dalam keadaan darurat	Kerusakan akibat tubrukan, kaitan
	Kapal tenggelam	Kerusakan akibat tubrukan

2.2.2 Frequency Assessment

Penilaian terhadap frekuensi adalah proses perhitungan berdasarkan data dari lapangan tentang kejadian, data lalu lintas kapal, data operasional, jenis dan tipe kapal. Selain data yang dimiliki, penilaian frekuensi juga bisa dilakukan dengan

observasi secara langsung dan perkiraan atau prediksi dengan berdasar data kejadian. Penilaian frekuensi ini menggunakan fungsi waktu untuk mengetahui kemungkinan terjadinya risiko yang berpotensi.

Tahapan perhitungan ini berawal dari identifikasi bahaya. Jika identifikasi bahaya sudah dilakukan, maka dari kejadian-kejadian identifikasi tersebut dihitung jumlah kejadian per tahun. Sebagai contoh adalah data lalu lintas kapal disertai ukuran, jumlah dan jenis kapal yang sedang atau pernah berada di daerah lego jangkar dalam waktu misalnya satu tahun. Dari data lalu lintas kapal itu, bisa didapatkan peluang kegagalan pipa akibat aktivitas jangkar dari kapal-kapal tersebut. yang dalam hal ini, aktivitas jangkar yang dimaksud adalah *impact*, *pull over* dan *hooking*.

2.2.3 Consequence Assessment

Konsekuensi dari setiap bahaya berdasarkan identifikasi bahaya sangat penting dalam penilaian risiko. Penilaian konsekuensi sangat erat kaitannya dengan dampak yang diakibatkan dari potensi bahaya. Seperti korban jiwa, kebakaran, kerusakan lingkungan, dampak pada material dan biaya yang dikeluarkan. Hasil dari penilaian konsekuensi bisa berupa data kualitatif dan kuantitatif.

Setiap identifikasi bahaya pasti akan menghasilkan kemungkinan konsekuensi bahaya yang terjadi pada objek pipa. Sesuai DNV-RP-F107, konsekuensi yang mungkin terjadi pada pipa adalah *impact*, *pull over* dan *hooking*. Peluang konsekuensi untuk jangkar yang dapat menyebabkan kegagalan pada pipa juga dinilai berdasarkan frekuensi aktivitas kapal. Jika nilai konsekuensi akibat jangkar pada pipa berada diatas daerah ALARP (*As Low As Reasonably Applicable*), maka mitigasi yang tepat perlu dilakukan. Sebagai contoh

mitigasi pada pipa adalah penanaman pipa, *concrete mattress* dan lain-lain. Jika penanaman pipa tidak diperlukan, untuk memastikan integritas jalur pipa yang telah dirancang, umumnya mitigasi tambahan dalam bentuk penanda jalur pipa, *buoy* dan tanda peringatan dianggap sangat diperlukan.

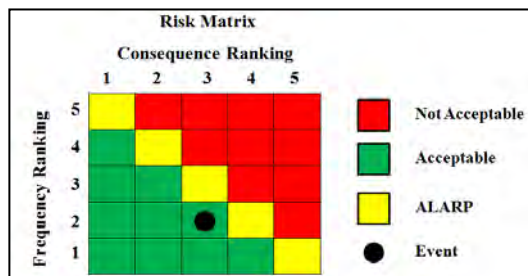
2.2.4 Risk Evaluation

Evaluasi risiko ini menggabungkan antara frekuensi risiko dan konsekuensinya. Dimana biasanya evaluasi ini digambarkan dengan *risk matrix*. Dan setelah semua data dianalisis, maka hasil akhirnya akan terlihat bahwa setiap bahaya yang terjadi terletak apakah di zona dapat diterima, ALARP dan tidak dapat diterima.

Objek dalam evaluasi risiko ini adalah jalur pipa yang melewati daerah labuh jangkar. Dengan kata lain, semua risiko yang berkaitan dengan kegiatan dan lalu lintas kapal di daerah labuh jangkar dievaluasi akibatnya pada jalur pipa. Dimana tingkat risikonya digambarkan dengan *risk matrix*.

2.3 Standard Det Norske Veritas (DNV)

Dalam kajian ini digunakan standar DNV-RP-F107 “*Risk Assessment of Pipeline Protection*”. Untuk lebih jelasnya mengenai proses *risk assessment* dapat dilihat di **Gambar 3**.



Gambar 3 Risk Matrix DNV-RP-F107

Daerah ALARP (*As Low As Reasonably Practicable*) mengidentifikasi daerah dimana risiko masih dapat diterima, bagaimanapun selanjutnya pengurangan dari risiko harus diikuti dengan evaluasi *Cost-Benefit*. Jika estimasi risiko berada di atas kriteria relevan yang dapat diterima, maka pengurangan risiko dapat dicapai dengan :

1. Mengurangi frekuensi dari kejadian
2. Mengurangi konsekuensi dari kejadian, atau
3. Sebuah kombinasi dari keduanya.

Dalam masing-masing proyek, risiko harus dijaga serendah mungkin (ALARP). Artinya bahwa beberapa pengurangan risiko dengan biaya yang rendah harus diperkenalkan meskipun risiko dapat diterima. Perhitungan pengurangan frekuensi harus diprioritaskan sebelum perhitungan pengurangan konsekuensi dalam melakukan pengurangan risiko.

2.3.1 Rangking Frekuensi

Pada DNV-RP-F107 ditunjukkan bahwa untuk merangking perkiraan frekuensi dapat menggunakan tabel rangking frekuensi seperti **Tabel 2.2** dibawah ini:

Tabel 2 2Frekuensi DNV-RP-F107

Rangking	Deskripsi	Frekuensi Tahunan
1	Frekuensi sangat rendah dimana kejadian dapat diabaikan.	$<10^{-5}$
2	Kejadian diperkirakan jarang terjadi.	$10^{-4} > 10^{-5}$
3	Kejadian secara individu tidak diperkirakan terjadi, tapi ketika diringkaskan melebihi jumlah yang besar dari saluran pipa dipercayakan terjadi sekali dalam setahun.	$10^{-3} > 10^{-4}$
4	Kejadian secara individu mungkin diperkirakan terjadi sekali selama usia saluran pipa.	$10^{-2} > 10^{-3}$
5	Kejadian secara individu mungkin diperkirakan terjadi lebih dari sekali selama usia saluran pipa.	$> 10^{-2}$

2.3.2 Rangking Konsekuensi

Pada DNV-RP-F107 juga telah ditentukan tabel untuk merangking penilaian konsekuensi seperti yang ditunjukkan pada **Tabel 2.3**. Kerusakan material pada saluran pipa diklasifikasikan dengan kategori sebagai berikut :

- *Minor Damage* (D1): kerusakan yang tidak membutuhkan perbaikan, dan juga tidak menghasilkan pelepasan hidrokarbon. Penyok yang lebih kecil pada dinding pipa baja, misalnya hingga 5% dari diameter, umumnya tidak memiliki dampak yang langsung terhadap operasi dari jalur pipa. Batas ini bisa bervariasi dan harus dievaluasi untuk setiap pipa. Yang perlu dicatat, jika terjadi kerusakan kemudian pemeriksaan dan evaluasi teknis harus dilakukan.
- *Moderate Damage* (D2): kerusakan yang membutuhkan perbaikan, tetapi tidak bkan pelepasan hidrokarbon. Ukuran penyok memerlukan pemeriksaan *internal* (misalnya lebih dari 5% dari diameter untuk saluran pipa baja).
- *Major Damage* (D3): kerusakan yang menyebabkan pelepasan hidrokarbon atau air, dll. Jika dinding pipa retak atau saluran pipa pecah, operasi saluran pipa harus dihentikan sesegera mungkin dan saluran diperbaiki. Bagian yang rusak harus dipindahkan dan diganti.

Dalam kasus kerusakan yang menyebabkan pelepasan (D3), klasifikasi pelepasan berikut digunakan :

- *No Release* (R0): tidak ada pelepasan gas hidrokarbon.
- *Small Release* (R1): pelepasan dari lubang yang kecil hingga menengah pada dinding pipa. Saluran pipa mungkin melepaskan jumlah sebagian kecil

dari isinya hingga terdeteksi baik oleh penurunan tekanan atau secara visual.

- *Major Release* (R2): kelepasan gas dari saluran pipa yang pecah. *Full rupture* akan menyebabkan pelepasan total dari volume saluran pipa dan akan berlanjut hingga saluran pipa diisolasi.

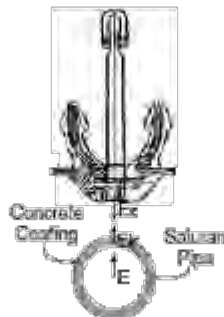
Kategori kerusakan digunakan untuk evaluasi ekonomis, dimana kategori pelepasan sebagai tambahan digunakan untuk memperkirakan risiko untuk keselamatan manusia dan dampak terhadap lingkungan. Kategori pelepasan dipusatkan untuk keselamatan manusia dan untuk evaluasi keselamatan lingkungan. Klasifikasi dari kegagalan yang berbeda ke dalam kategori ini bergantung terhadap jenis saluran, misalnya pipa baja atau fleksibel *risers*, dan jenis perlindungan.

Tabel 2 3 Rangking Konsekuensi, DNV-RP-F107

Dent/ Diameter (%)	Damage Description	Conditional Probability					
		D1	D2	D3	R0	R1	R2
< 5	Minor Damage	1.0	0	0	1.0	0	0
5 - 10	Major Damage Leakage Anticipated	0.1	0.8	0.1	0.9	0.1	0
10 - 15	Major Damage	0	0.75	0.25	0.75	0.2	0.05
15 - 20	Leakage and Rupture Anticipated Major Damage Leakage and Rupture Anticipated	0	0.25	0.75	0.25	0.5	0.25
> 20	Rupture	0	0.1	0.9	0.1	0.2	0.7

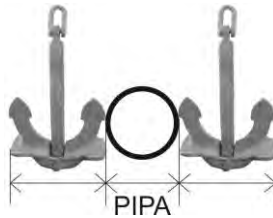
2.3.3 Analisis Risiko Akibat Dropped Anchor

E_E adalah Energi Kinetik Efektif jangkar pada saat membentur lapisan saluran pipa. E_K adalah energi kinetik yang dapat diredam lapisan *concrete* dari kejatuhan jangkar. Sedangkan E adalah besarnya energi yang diterima saluran pipa dari kejatuhan jangkar yang menyebabkan saluran pipa mengalami penyok (*denting*). Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada **Gambar 4**



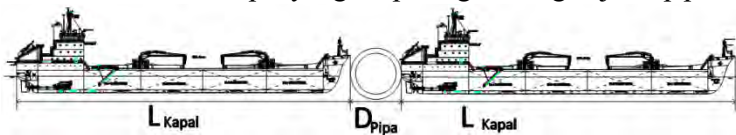
Gambar 4 Energi pada Pipa dan Jangkar

Critical Anchor Damage Zone (CADZ) adalah daerah kritis untuk penurunan jangkar kapal. Daerah CADZ ini mempunyai lebar dua kali lebar jangkar ditambah diameter pipa terluar atau sama dengan $2B + D$. Dimana B adalah lebar jangkar dan D adalah diameter terluar saluran pipa setelah ditambah dengan tebal lapisan pipa (*concrete*), sesuai **Gambar 5**. Kapal seharusnya memang tidak melintas di daerah CADZ, tapi mungkin karena suatu hal misal kemudi mengalami kerusakan atau kapal akan mengalami tabrakan. Untuk itu perlu dilakukan sebuah perkiraan risiko pada jalur pipa akibat penurunan jangkar kapal.



Gambar 5 CADZ (*Critical Anchor Damage Zone*)

CSZ (*Critical Ship Zone*) adalah area kritis jalur pipa yang dilewati oleh kapal, dimana pada daerah tersebut sangat dihindari aktivitas kapal yang padat. Daerah CSZ merupakan dua kali panjang kapal ditambah dengan diameter terluar pipa, termasuk ketebalan *coating* pipa, **Gambar 6**. Jalur pipa memang dimungkinkan untuk berpotongan dengan jalur lalu lintas kapal. Hal tersebut sangat berbahaya mengingat potensi bahaya kapal tenggelam akibat bertubrukan dengan kapal lain misalnya dan kapal tenggelam tersebut jatuh mengenai jalur pipa. Untuk itu, daerah CSZ diperlukan untuk mengurangi frekuensi aktivasi kapal yang berpotongan dengan jalur pipa.



Gambar 6 CSZ (*Critical Ship Zone*)

Besarnya energi tubrukan dari masing-masing rangking konsekuensi sesuai dengan **Tabel 2.3** diatas tergantung dari spesifikasi bahan saluran pipa yang dapat dihitung dengan persamaan DNV-RP-F107, berikut.

$$E = 16 \times \left(\frac{2\pi}{9}\right)^{1/2} \times m_p \times \left(\frac{D}{t}\right)^{1/2} \times D \times \left(\frac{\delta}{D}\right)^{3/2} \quad (2.1)$$

Dimana :

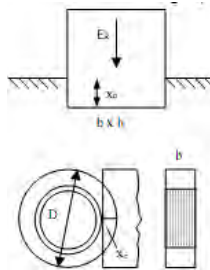
m_p = Momen dinding pipa

$$= \frac{1}{4} \times \sigma_y \times t^2$$

δ = Kedalaman pipa penyok (meter)

- t = Tebal dinding pipa (meter)
 σ_y = *yield strenght* (N/m²)
 D = Diameter luar pipa (meter)

Kemudian energi yang dapat direndam lapisan pipa (*concrete*) adalah fungsi dari volume benda dan *crushing strenght*, sesuai **Gambar 7**. Hal tersebut ditunjukkan pada persamaan DNV-RP-F107, berikut.



Gambar 7 Contoh pembebanan (DNV-RP-F107)

$$E_k = Y \times b \times h \times X_o \quad (2.2)$$

Dimana :

- Y = Tekanan lapisan pipa (N/m²), sebesar 3-5 kali *cube strenght* untuk berat jenis lapisan normal, atau 5-7 kali *cube strenght* untuk berat jenis lapisan ringan. *Cube strenght* sebesar 35 – 45 Mpa.
 b = Lebar dari luasan benda yang menubruk lapisan pipa
 h = Panjang dari luasan benda yang menubruk lapisan pipa
 X_o = Tebal lapisan pipa

Nilai E_k ini kemudian ditambahkan pada masing-masing batas energi yang diterima saluran pipa untuk setiap persentase *dent/diameter*, sehingga didapatkan batasan energi yang

diterima pipa berdasarkan rangking konsekuensi pada DNV-RP-F107.

Menghitung energi yang dihasilkan jangkar dapat dilakukan dengan dua cara. Cara pertama adalah menghitung kecepatan jatuhnya jangkar dengan persamaan DNV-RP-F107, berikut:

$$m - (V \times \rho_{water}) \times g = \frac{1}{2} \rho_{water} \times C_D \times A \times V_T^2 \quad (2.3)$$

Dimana :

m = Berat jangkar, (kg)

g = Kecepatan gravitasi, (9.81 m/s²)

V = Volume jangkar, (m³)

ρ_{water} = Berat jenis air laut, (1025 kg/m³)

C_D = Koefisien *Drag* jangkar

A = Proyeksi luasan jangkar, (m²)

V_T = Kecepatan jatuhnya jangkar, (m/s)

Untuk koefisien *drag* dapat dilihat pada **Tabel 2.4** sesuai dengan DNV-RP-F107.

Tabel 2 4 Drag Coefficient, DNV-RP-F107

Cat. No.	Description	C_D	C_A
1,2,3	<i>Slander Shape</i>	0.7-1.5	0.1-1.0
4,5,6,7	<i>Box Shaped</i>	1.2-1.3	0.6-1.5
All	<i>Misc. shapes (spherical to complex)</i>	0.6-2.0	1.0-2.0

Kemudian menghitung Energi Kinetik Efektif (E_E) dari jangkar dengan persamaan DNV-RP-F107:

$$E_E = \frac{1}{2} (m + m_a) \times V_T^2 \quad (2.4)$$

Dimana :

m_a = berat tambahan, (kg)

= $\rho_{water} \times C_a \times V$

C_a = Koefisien *drag* berat tambahan

Cara kedua adalah menghitung energi kinetik terminal dengan mengkombinasi persamaan energi kinetik efektif dengan persamaan DNV-RP-F107 dibawah ini.

$$E_T = \frac{1}{2} m \times V_T^2 \quad (2.5)$$

Dari persamaan diatas, didapatkan DNV-RP-F107 berikut.

$$E_T = \left(\frac{m \times g}{C_d \times A} \right) \times \left(\frac{m}{\rho_{water}} - V \right) \quad (2.6)$$

Dimana :

m = berat jangkar, (kg)

g = kecepatan gravitasi, (9.81 m/s²)

V = volume jangkar, (m³)

ρ_{water} = Berat jenis air laut, (1025 kg/m³)

C_D = Koefisien *Drag* jangkar

A = Proyeksi luasan jangkar, (m²)

V_T = Kecepatan jatuhnya jangkar, (m/s)

Dari hasil perhitungan E_E dari masing-masing kelompok kapal, dapat diketahui kelompok kapal tersebut masuk ke dalam rangking penilaian konsekuensi sesuai dengan **Tabel 2.3** mengenai rangking konsekuensi.

2.3.4 Analisis Risiko Akibat *Dragged Anchor*

i. Gaya yang Bekerja pada Jangkar

Sesuai dengan DNV-RP-F111 tentang *Interference Between Trawl Gear and Pipelines*, maka dalam skripsi ini akan dijelaskan pengaruh yang sama dengan objek jangkar. Dan Dalam penilaian risiko akibat terseret jangkar akan dihitung energi yang dihasilkan oleh jangkar yang terdiri dari *impact load*, *pull over load* dan *hooking load*. Dari perhitungan total akibat gaya yang bekerja pada jangkar, bisa didapat perhitungan berikut:

$$E_{total} = E_{impact} + E_{pull-over} + E_{hooking}$$

Kemudian dihitung energi yang dihasilkan oleh mesin kapal dan rantai jangkar. Pada perhitungan energi tarikan kapal dilakukan dua perhitungan, yaitu diasumsikan dengan menggunakan daya *engine* kapal dan daya dari *windlass*.

a. Impact

Untuk energi yang diserap selama *impact* terjadi dapat dihitung dengan persamaan DNV-RP-F111 di bawah ini :

$$E_s = R_{fs} \times \frac{1}{2} \times m_t (C_h \times V)^2 \quad (2.7)$$

Dimana :

E_s = Energi tubrukan (kJ)

R_s = Masa baja terkait

m_t = Masa baja jangkar (kg)

C_h = Koefisien kecepatan

V = Kecepatan (m/s)

Untuk gaya *impact* yang disebabkan oleh *hydrodynamics added mass* dapat dihitung dengan persamaan DNV-RP-F111, di bawah ini.

$$F_b = C_h \times V \times \sqrt{m_a \times k_b} \quad (2.8)$$

Dimana :

F_b = Gaya tubrukan (kN)

C_h = Koefisien kecepatan

V = Kecepatan (m/s)

m_a = Masa hidrodinamik jangkar (kg)

k_b = Kekuatan lentur jangkar (MN/m)

Yang mana pada DNV-RP-F111 memberikan persamaan untuk menghitung energi yang dihasilkan oleh *hydrodynamics added mass* (dibatasi oleh energi maximum yang ada) seperti pada persamaan DNV-RP-F111 di bawah ini.

$$E_a = R_{fa} \times \frac{2(F_b)^3}{75 \times f_y^2 \times t^3} \leq \frac{1}{2} m_a (C_h \times v)^2 \quad (2.9)$$

Dimana :

E_a = Energi tubrukan akibat tambahan masa hidrodinamik
 R_{fa} = Masa tambahan asosiasi
 F_b = Gaya akibat tubrukan (kN)
 C_h = Koefisien kecepatan
 V = Kecepatan (m/s)
 m_a = Masa hidrodinamik jangkar (kg)
 f_y = SMYS (N/m²)

Maka *absorbed* energi diambil dari nilai yang terbesar diantara E_s dan E_a .

b. Pull-Over

Untuk *dimensionless height* dihitung dengan persamaan DNV-RP-F111 seperti di bawah ini.

$$\overline{H} = \frac{H_{sp} + OD/2 + 0.2}{B} \quad (2.10)$$

Dimana :

H = Dimensi Tinggi (m)
 H_{sp} = Tinggi span (jarak pipa ke dasar laut)
 OD = Diameter pipa keseluruhan (m)
 B = Setengah dari tinggi (m)

Untuk *empirical force coefficient* dihitung dengan persamaan DNV-RP-F111 dibawah ini.

$$k_w = \frac{3.5 \times 10^7}{L_w} \quad (2.11)$$

Dimana :

k_w = Warp line stiffness (N/m)
 L_w = Warp line length (m)

Untuk *maksimum pull-over force* dapat dihitung dengan persamaan DNV-RP-F111 seperti di bawah ini.

$$F_p = C_f \times V \times [(m_t + m_a) \times k_w]^{1/2} \quad (2.12)$$

Dimana :

F_p	= Gaya tarikan maksimum (kN)
C_F	= Koefisien gaya empiris
V	= Kecepatan (m/s)
k_W	= <i>Warp line stiffness</i> (N/m)
m_t	= Masa baja jangkar (kg)

Untuk *corresponding maximum downward acting force* dapat dihitung dengan persamaan DNV-RP-F111 seperti di bawah ini.

$$F_z = F_p (0.2 + 0.8 \times e^{-2.5\bar{H}}) \quad (2.13)$$

Maka besarnya energi yang bekerja pada saat *pull-over* dapat dihitung dengan menggunakan persamaan seperti di bawah ini.

$$E = F_z \times S \quad (2.14)$$

Dimana :

$$S = V \times t$$

c. *Hooking*

Untuk maksimum *lifting height* dapat dihitung dengan menggunakan persamaan DNV-RP-F111 sebagaimana dijelaskan dibawah ini :

$$H_l = 0.7B - 0.30D$$

Maka besarnya energi yang bekerja pada saat *hooking* dapat dihitung dengan menggunakan persamaan seperti dibawah ini.

$$\begin{aligned} E &= E_p + E_k \\ &= (m_a \times g \times H_l) + (0.5 m_a \times v^2) \end{aligned} \quad (2.15)$$

Karena energi yang bekerja pada jangkar terhadap pipa merupakan gabungan antara *impact*, *pull-over*, dan *hooking*

maka total energinya merupakan penjumlahan dari ketiganya seperti pada persamaan dibawah ini.

ii. Gaya yang Bekerja Akibat Daya Kapal

Kemudian dihitung energi yang dihasilkan oleh mesin kapal dan rantai jangkar. Pada perhitungan energi tarikan kapal dilakukan dua perhitungan, yaitu diasumsikan dengan menggunakan daya engine kapal dan daya dari *windlass*.

a. Perhitungan dengan Menggunakan Daya *Main Engine* Kapal

Berikut adalah tahapan-tahapan untuk menghitung besarnya *thrust* kapal dengan cara menghitung maju dari BHP MCR sampai didapatkan besarnya *thrust* :

$$\begin{aligned}
 PB\ SCR &= PB\ MCR \times 0.85 \\
 SHP &= PB\ SCR \times 0.98 \\
 DHP &= SHP \times 0.98 \\
 T &= thrust\ deduction\ factor \\
 t_{standard} &= 0.5CP - 0.12CP \text{ (for single propeller)} \\
 CP &= \left(\frac{VolumeDisplacement}{L \times B \times T \times C_m} \right) \\
 &= \left(\frac{L \times B \times T \times C_b}{L \times B \times T \times C_m} \right) \\
 &= \frac{C_b}{C_m}
 \end{aligned}$$

Dari buku *Principle of Naval Architecture* (W.A.Taylor) :

$$\begin{aligned}
 w \text{ (Cb=0,61)} &= 0.243 \\
 PC &= \eta H \times \eta rr \times \eta p \\
 \eta H &= hull\ efficiency \\
 &= \frac{(1-t)}{(1-w)} \\
 \eta rr &= relative\ rotative\ efficiency \\
 \eta p &= propulsive\ efficiency
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \frac{EHP}{EHP} &= DHP \times PC \\
 \frac{EHP}{R} &= R \times V_s \\
 R &= \frac{EHP}{V_s}
 \end{aligned}$$

Sehingga besarnya *thrust* adalah :

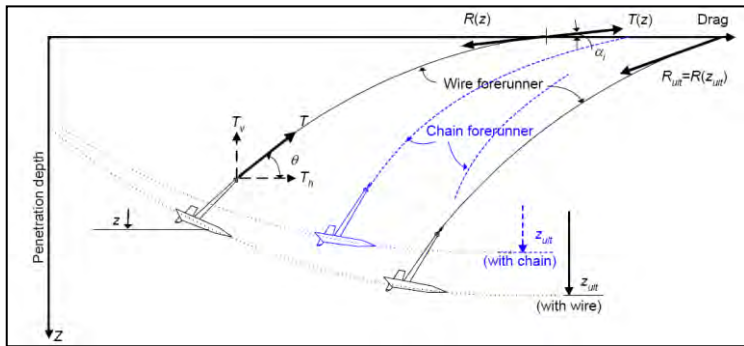
$$T = \frac{R}{(1-t)} \quad (2.16)$$

iii. Gaya yang Bekerja pada Rantai Jangkar

Gaya yang bekerja pada rantai jangkar adalah gaya yang terjadi saat jangkar ditarik ke atas kapal. Jadi gaya rantai jangkar ini adalah gaya yang terjadi akibat ayunan jangkar, karena rantai dan jangkar juga mempunyai berat sehingga ayunan dari jangkar mempunyai gaya yang juga harus dihitung untuk penilaian risiko pada pipa. Gambaran lebih jelas bisa dilihat pada **Gambar 8**.

$$T_V = \text{Berat rantai jangkar (N)}$$

$$F_{\text{rantai}} = T = \frac{T_V}{\sin \theta}$$



Gambar 8 Gaya yang bekerja pada saat tarikan jangkar

iv. Total Gaya yang Bekerja pada Pipa

Untuk menghitung gaya yang bekerja terhadap pipa menggunakan persamaan berikut ini :

$$F_{\text{total}} = F_{\text{jangkar}} + F_{\text{thrust kapal}} + F_{\text{rantai}}$$

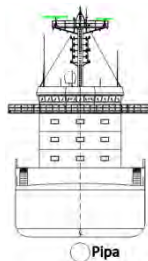
Sehingga besarnya energi total yang bekerja terhadap pipa merupakan fungsi dari total gaya yang bekerja terhadap pipa dikalikan dengan jaraknya terhadap pipa dan dapat dihitung dengan persamaan berikut :

$$E_{\text{total}} = F_{\text{total}} \times s \quad (2.17)$$

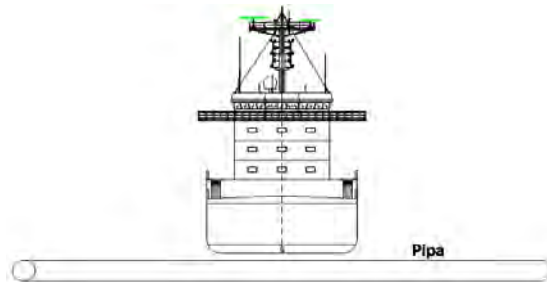
2.3.5 Penilaian Risiko Akibat Sinking Vessels

Pada penilaian risiko akibat *sinking vessels* diasumsikan bahwa kapal tenggelam secara perlahan pada posisi horisontal dan menimpa pipa. Dengan demikian beban akibat tenggelamnya kapal terhadap pipa gas adalah sebuah *quasi-static load* yang hanya diakibatkan oleh berat dari kapal itu sendiri. Kapal diasumsikan memiliki densitas 7850 kg/m^3 (baja) dan diasumsikan tidak ada udara yang terjebak di dalam kapal yang membuat berat kapal menjadi lebih besar.

Dalam perhitungan *sinking vessels* akan dicari energi yang diterima pipa ketika kapal menimpa pipa pada posisi beban merata seperti pada **Gambar 9** dan beban merata seperti **Gambar 10** dibawah ini.



Gambar 9 Beban Merata Kapal



Gambar 10 Beban Terpusat Kapal

Untuk menghitung energi yang diterima pipa ketika menerima beban terpusat dapat dihitung dengan menggunakan persamaan seperti dibawah ini.

$$E = Ek - (w \times dm \text{ terpusat}) \quad (2.18)$$

Dimana :

E = Energi yang diterima pipa (KJ)

Ek = Energi yang dihasilkan kapal (KJ)

$$= \frac{1}{2} \times m \times v^2$$

w = Berat kapal (N)

dm = Deformasi maksimal (m)

$$= - \frac{PL^3}{48EI}$$

Sedangkan untuk menghitung energi yang diterima pipa ketika menerima beban merata dapat dihitung dengan menggunakan persamaan seperti dibawah ini.

$$E = Ek - (w \times dm \text{ merata}) \quad (2.19)$$

Dimana :

E = Energi yang diterima pipa (KJ)

Ek = Energi yang dihasilkan kapal (KJ)

$$= \frac{1}{2} \times m \times v^2$$

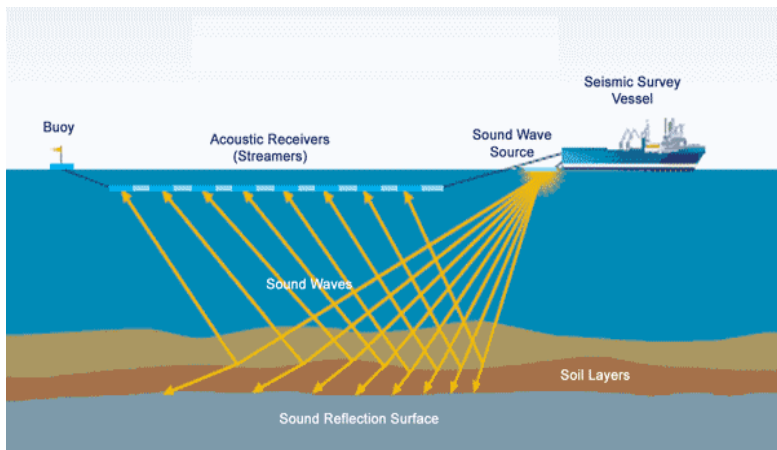
w = Berat kapal (N)

dm = Deformasi maksimal (m)

$$= - \frac{5wL^4}{384EI}$$

2.4 Survey Seismic

Survey seismic merupakan salah satu kegiatan eksplorasi minyak dan gas yang menggunakan metode geofisika dengan pemanfaatan penjalaran gelombang di bawah permukaan menggunakan sumber getar dan penerima getar yang dibentang di atas permukaan tanah. Sumber getar menghasilkan gelombang pantul ke dalam tanah dan dipantulkan kembali ke permukaan oleh lapisan-lapisan batuan yang akan diterima penerima getar. Hasilnya berupa penampang lapisan batuan bawah permukaan yang berguna untuk mencari sumber potensial cadangan minyak dan gas. Berikut ini proses *survey seismic* yang dilakukan, lihat **Gambar 11**.



Gambar 11 Aktivitas Kapal *Seismic*

Ciri Khasnya:

- Survei Seismik berada pada daerah dengan kedalaman > 10 meter (laut dalam).

- Kabel Streamer yang berisi hidrophone (perekam getaran), ditarik oleh kapal dan posisinya “melayang” (tidak berada di dasar laut)
- Low Cost dan Waktu Pengukuran relatif lebih cepat.

Peralatan utama yang dipergunakan untuk survey seismic:

a. GPS C-Nav (DGPS method)

Setiap pengukuran yang dilakukan di daerah laut, dapat dipastikan menggunakan peralatan GPS C-NAV menggunakan metode pengukuran DGPS.

b. Gyro Compass (Gyroscope)

Alat ini hampir memiliki fungsi yang sama dengan kompas yaitu menunjukkan arah utara. Hanya saja arah utara yang ditunjukkan oleh Gyro Compass adalah arah utara Geografis (arah utara sebenarnya).

c. Streamer

Streamer bentuknya seperti kabel yang dibentangkan kemudian ditarik oleh kapal (untuk marine seismic), Streamer ini berisi Hidrophone(alat perekam getaran), ADC (Analog to digital converter), dan bird (berperan untuk mengatur posisi dan kedalaman streamer). Total panjang dari streamer biasanya mencapai 3 km

d. Air Gun

Airgun berfungsi sebagai sumber getaran. Air gun memiliki kekuatan tekanan mencapai 2000 psi atau sekitar 200 kali tekanan ban motor. Tenaga yang digunakan adalah tekanan dari udara bebas dan tidak akan merusak karang yang ada di bawah kapal.

2.5 Geotechnical Analysis

Ruang lingkup pengerjaan *geotechnical analysis* ini dibagi menjadi 2 yakni, analisa tegangan pipa secara metode matematis dan permodelan dengan software geoslope .

2.5.1 Analisis Tegangan Pipa

Analisa tegangan pipa adalah suatu metode terpenting untuk meyakinkan dan menetapkan secara numerik bahwa sistem perpipaan dalam engineering adalah aman, atau suatu cara perhitungan tegangan (stress) pada pipa yang diakibatkan oleh beban statis dan beban dinamis yang merupakan efek resultan dari gaya gravitasi, perubahan temperatur, tekanan di dalam dan di luar pipa, perubahan jumlah debit fluida yang mengalir di dalam pipa dan pengaruh gaya seismik.

Tujuan utama dari piping stress analysis ini adalah untuk memastikan beberapa hal sebagai berikut :

- ✓ Keselamatan sistem perpipaan termasuk semua komponennya.
- ✓ Keselamatan sistem peralatan yang berhubungan langsung dengan sistem perpipaan struktur bangunan pendukung sistem tersebut.
- ✓ Defleksi pipa agar tidak melebihi limitasinya.

Dalam perhitungan analisa tegangan pipa digunakan perhitungan tegangan sebagai berikut:

- ✓ Tegangan Longitudinal (*Longitudinal Stress*)
Tegangan Longitudinal yaitu tegangan yang searah dengan panjang pipa dan merupakan jumlah dari Tegangan Aksial (*Axial Stress*), Tegangan Tekuk (*Bending Stress*), Tegangan Tekanan (*Pressure Stress*) dan *Thermal Expansion Stress*.
- ✓ Tegangan Tangensial (*Circumferential Stress* atau *Hoop Stress*)
Tegangan tangensial ditimbulkan oleh tekanan internal yang bekerja secara tangensial dan besarnya bervariasi

tergantung pada tebal dinding pipa

✓ Tegangan Radial (*Radial Stress*)

Tegangan yang arahnya sama dengan sumbu radial disebut tegangan radial. Tegangan ini berupa tegangan kompresi (negatif) jika ditekan dari dalam pipa akibat tekanan dalam (pressure gauge), dan berupa tegangan tarik (positif) jika di dalam pipa terjadi tekanan hampa (vacuum pressure).

Berikut adalah komponen-komponen *stress* yang dihitung pada pipa:

a) Circumferential Stress

Dalam Circumferential Stress dipengaruhi oleh beberapa komponen berikut:

✓ Circumferential stress dikarenakan beban tanah (earth load)

$$S_{He} = K_{He} B_e E_e \gamma D \quad (2.20)$$

Dimana,

S_{He} = Circumferential stress due to earth load

K_{He} = Stiffness factor for circumferential stress from earth load

B_e = Burial factor for earth load circumferential stress

E_e = Excavation factor for earth load

γ = Soil unit weight

D = Pipe outside diameter

✓ Circumferential stress dikarenakan internal pressure

$$S_{Hi} = \frac{\rho (D - t_w)}{2 t_w} \quad (2.21)$$

Dimana,

S_{Hi} = Circumferential stress due to internal pressure

ρ = Maximum operating pressure

D = Pipe outside diameter

t_w = Wall thickness

✓ Maximum circumferential stress

$$S_1 = S_{He} + S_{Hi} \quad (2.22)$$

b) *Longitudinal Stress*

Dalam *Longitudinal Stress* dipengaruhi oleh komponen berikut:

✓ *Maximum longitudinal stress*

$$S_2 = E_s \alpha T (T_2 - T_1) + V_s (S_{He} + S_{Hi}) \quad (2.23)$$

Dimana,

E_s = *Young's modulus of steel*

αT = *Coefficient of thermal expansion of steel*

T_2 = *Maximum or minimum operating temperature*

T_1 = *Temperature at time of installation*

V_s = *Poisson ratio of steel*

S_{He} = *Circumferential stress due to earth load*

S_{Hi} = *Circumferential stress due to internal pressure*

c) *Radial Stress*

Dalam *Radial Stress* dipengaruhi oleh *internal pressure*.

$$S_3 = -P \quad (2.24)$$

Dimana,

S_3 = *Radial stress*

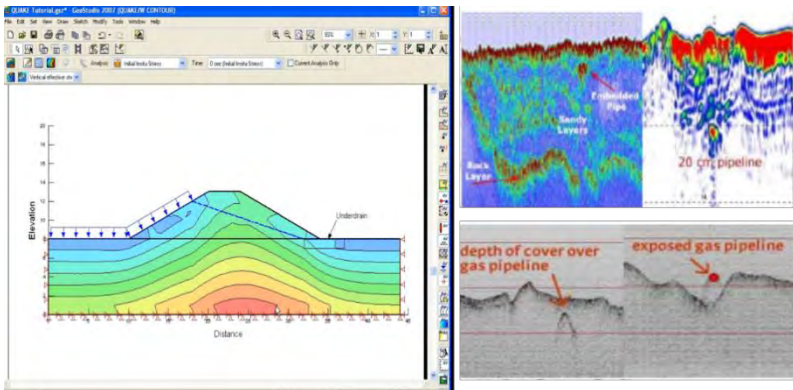
$-P$ = *MOP (Maximum Operating Pressure)*

2.5.2 Software Geoslope

GEO-SLOPE adalah sebuah paket aplikasi untuk pemodelan geoteknik dan geo-lingkungan. Software ini meliputi SLOPE/ W, SEEP / W, SIGMA / W, QUAKE/ W, TEMP / W, dan CTRAN / W. Untuk proses Geotechnical Analysis pada tugas akhir ini menggunakan QUAKE/W. QUAKE / W adalah salah satu software yang digunakan untuk menganalisis tekanan geoteknik dengan menjalankan tekanan dari atas ke bawah.. QUAKE / W sangat cocok sekali untuk menganalisis perilaku dinamis dari bendungan timbunan tanah,

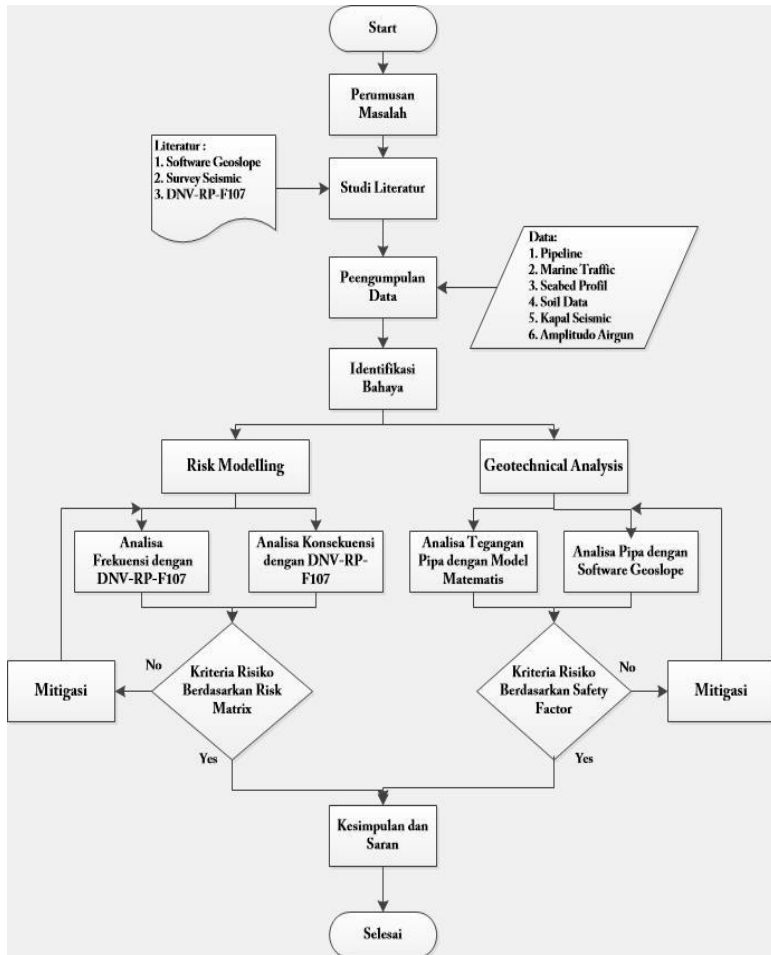
daerah di sekitar tanah horizontal dengan potensi tekanan pori-air yang berlebih akibat gempa bumi.

Program komputer QUAKE/W adalah software Finit Elemen Geoteknik yang digunakan untuk analisis dinamik pada timbunan tanah yang mengalami gempa bumi dan kasus akibat pembebanan tiba-tiba seperti akibat ledakan dinamik .



Gambar 12 *Software Geoslope*

BAB III METODOLOGI PENELITIAN



Gambar 13 Flow Chart Pengerjaan Skripsi

3.1 Pengumpulan Data

Pada langkah ini adalah mengumpulkan data yang berhubungan dan dapat membantu dalam pengerjaan skripsi ini. Data yang dibutuhkan untuk melakukan penilaian risiko :

- Data material pipa, tekanan operasi pipa, jenis fluida yang dibawa oleh pipa, ukuran pipa dan sebagainya.
- Data lingkungan tempat pipa terpasang.
- Data tanah.
- Data *Seabed Profil*
- Data Marine Traffic.
- Data Displacement kapal Seismic, Power dari engine kapal, Panjang kapal, kecepatan kapal, spesifikasi jangkar kapal.

3.2 Risk Modelling

Risk Description adalah proses untuk mendapatkan data yang terperinci sebelum dilakukan penilaian risiko. Dalam pengerjaan skripsi ini terdapat beberapa sistem yang perlu diketahui lebih terperinci, seperti mendeskripsikan struktur dan operasional dari sistem tersebut juga mendeskripsikan sistem teknis, personil, lingkungan eksternal dan aset yang berkaitan dengan penilaian risiko dan kemampuan sistem untuk mentolerir kegagalan.

3.2.1 Identifikasi Bahaya

Identifikasi bahaya dilakukan untuk mengetahui tingkat konsekuensi yang akan digunakan dalam penilaian risiko dengan mengidentifikasi kejadian kejadian yang mungkin terjadi pada objek. Identifikasi bahaya yang dilakukan nantinya akan digunakan sebagai acuan untuk melakukan penilaian risiko sesuai dengan standar DNV-RP-F107 "*Risk*

Assesment of Pipeline Protection” . Potensi bahaya hazard yang akan dianalisis adalah dropped anchor, dragged anchor dan sinking vessels akibat aktivitas lalu lintas kapal di perairan diatas jalur pipa offshore.

3.2.2 Analisis Frekuensi

Analisis frekuensi dilakukan dengan melakukan perhitungan berdasarkan skenario, dengan asumsi yang logis dan studi literatur pada riset yang telah dilakukan sebelumnya. Sehingga kemungkinan terjadinya suatu kejadian risiko dapat diterima dan memperoleh nilai frekuensi yang dapat digunakan untuk pengambilan keputusan akhir. Analisis frekuensi biasanya menggunakan satuan *event per year*.

3.2.3 Analisis Konsekuensi

Analisis konsekuensi dilakukan berdasarkan standar DNV-RP-F107 “*Risk Assesment of Pipeline Protection*” untuk menentukan konsekuensi yang dapat diterima oleh pipa.

3.2.4 Risk Matrix

Berdasarkan hasil analisis frekuensi dan analisis konsekuensi yang sudah dilakukan, maka selanjutnya hasil tersebut dapat diplotkan ke dalam *risk matrix* dan dapat ditentukan apakah risiko tersebut dapat diterima atau tidak. *Risk matrix* yang digunakan yaitu menggunakan *risk matrix* standar DNV-RP-F107.

3.2.5 Mitigasi

Proses mitigasi yaitu adalah suatu tindakan untuk mengurangi risiko (*risk reducing measure*) pada risiko yang terdapat di daerah yang tidak dapat diterima menjadi masuk ke dalam daerah yang diterima atau setidaknya daerah ALARP.

3.3 Geotechnical Analysis

Ruang lingkup pengerjaan *geotechnical analysis* ini dibagi menjadi 2 yakni, analisa tegangan pipa secara metode matematis dan permodelan dengan software geoslope.

3.3.1 Analisis Tegangan Pipa

Analisa tegangan pipa adalah suatu metode terpenting untuk meyakinkan dan menetapkan secara numerik bahwa sistem perpipaan dalam *engineering* adalah aman, atau suatu cara perhitungan tegangan (*stress*) pada pipa yang diakibatkan oleh beban statis dan beban dinamis yang merupakan efek resultan dari gaya gravitasi, perubahan temperatur, tekanan di dalam dan di luar pipa, perubahan jumlah debit fluida yang mengalir di dalam pipa dan pengaruh gaya seismik.

3.3.2 Analisis permodelan dengan software geoslope

Untuk proses Geotechnical Analysis pada tugas akhir ini menggunakan Geoslope QUAKE/W. QUAKE / W adalah salah satu software yang digunakan untuk menganalisis tekanan geoteknik dengan menjalankan tekanan dari atas ke bawah. QUAKE / W adalah salah satu software yang digunakan untuk menganalisis gerakan dinamis dari struktur bumi hingga menyebabkan gempa bumi. QUAKE / W sangat cocok sekali untuk menganalisis perilaku dinamis dari bendungan timbunan tanah, tanah dan kemiringan batuan, daerah di sekitar tanah horizontal dengan potensi tekanan pori-air yang berlebih akibat gempa bumi.

3.3.3 Kriteria risiko berdasarkan safety factor

Berdasarkan hasil analisis tegangan pipa dan permodelan software geoslope apakah risiko yang terjadi pada pipa tersebut dapat diterima atau tidak ke dalam safety factor .

3.3.4 Mitigasi

Proses mitigasi yaitu adalah suatu tindakan untuk mengurangi risiko (*risk reducing measure*) pada risiko yang terdapat dalam safety factor yang tidak dapat diterima menjadi masuk ke dalam yang diterima oleh safety factor.

3.4 Kesimpulan dan Saran

Langkah terakhir adalah membuat kesimpulan dari keseluruhan proses yang telah dilakukan sebelumnya serta memberikan jawaban atas permasalahan yang ada. Selanjutnya setelah membuat kesimpulan adalah memberikan saran berdasarkan hasil dari analisis untuk dijadikan dasar pada penelitian selanjutnya.

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB IV

ANALISIS DATA DAN PEMBAHASAN RISK MODELLING

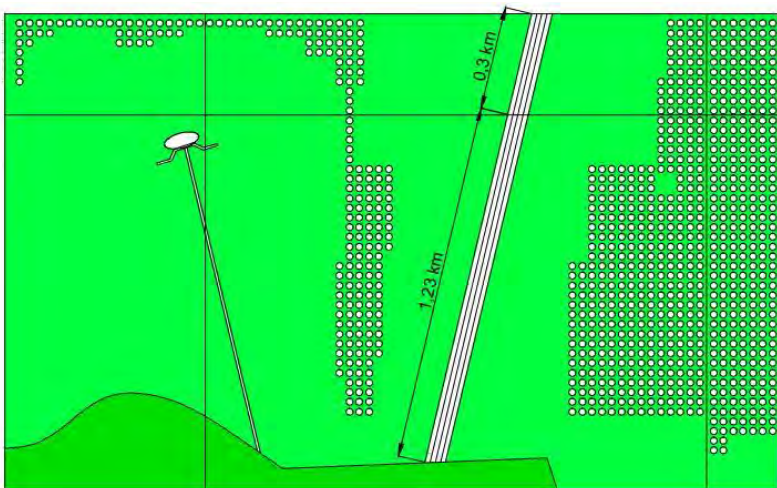
4.1 Pengumpulan Data

Data yang akan digunakan pada tugas akhir ini adalah data pipa gas bawah laut BP Tangguh LNG, data tanah, data jumlah *traffic* kapal, dan data lingkungan. Data-data tersebut diambil dari studi literatur.

4.1.1 Data Pipa

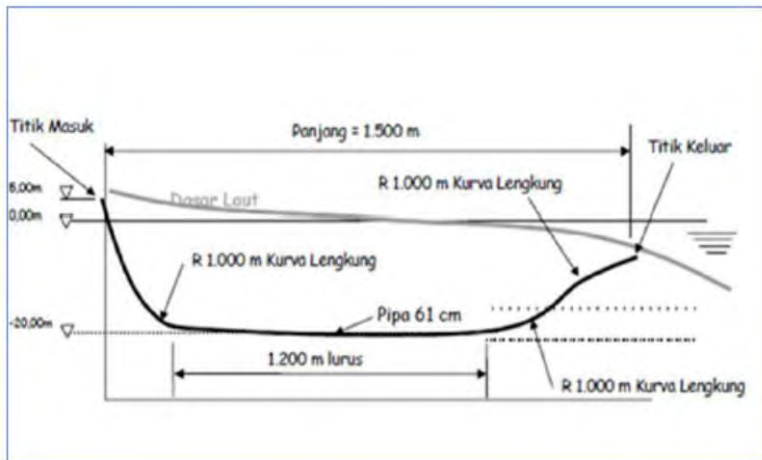
Data pipa yang digunakan untuk penilaian risiko adalah pipa yang terkena aktivitas survey seismic yaitu dengan panjang 1,5 km (dengan rincian 1,2 km berada dibawah *seabed* dan 0,3 km berada diatas *seabed*).

Berikut adalah **Gambar 14** pipa gas bawah laut yang terkena *survey seismic*.



Gambar 14 Pipa yang terkena aktivitas *seismic*

Dan berikut ini adalah gambar pipa berdasarkan letak pipa gas bawah laut yang terkena aktivitas survey seismic.



Gambar 15 Letak pipa berdasarkan aktivitas Survey Seismic

Berikut ini adalah spesifikasi pipa gas bawah laut yang akan dianalisis. Berikut adalah spesifikasi data pipa pada **Tabel 4.1**.

Tabel 4.1 Data Pipa gas bawah laut

Parameter		Value	Unit
NPS		24	
Nominal OD		610	mm
Nominal Wall Thickness		17.5	mm
Internal Cladding	Type	316L	
	Thickness	3	mm
Internal Diameter		569	mm
Corrosion Allowance		NIL	mm
C-Mn Density		7850	kg/m ³
Clad Density		7980	kg/m ³
Corrosion Coating Cutback		220	mm
Concrete Coating Cutback		480	mm
Average Joint Pipe Length		12.2	mm
Coating Thickness (3LPP)		3.2	mm
Concrete Coating Density		3040	kg/m ³
Field Joint Material (HDPU)		1017	kg/m ³

Untuk jalur pipa gas bawah laut yang kita gunakan terkena aktivitas *seismic*. Berikut ini adalah subsea cable route sesuai **Tabel 4.2**.

Tabel 4 2 Jalur pipa gas bawah laut

Parameter	Route Assesment				
	Pipeline		Subsea Cable		
	WDA-ROA	ROA-ORF	WDA-ROA	ROA - ORF	WDA-ORF
Length	16.22 km	11.96	16.52 km	12.10 km	28.41 km
HDD Length	N/A	2.1 km	N/A	2.1 km	2.1 km
Water Dept (Offshore to HDD exit) (Below LAT)	70.6 m to 33.7 m	42.6 m to 12 m	70.7 m to 35.5 m	42.1 m to 12.0 m	71.0 m to 12.0 m
Pipeline/Subsea Cable length from HDD exit point to 13 m below LAT which requires burial in accordance with KEPMEN 300K/38/M.PE/1997	N/A	0.52 km	N/A	0.46 km	0.47 km
Minimum radius of carvature	2000 m	2000 m	2000 m	2000 m	2000 m
Minimum distance to shipping channel	N/A	306 m	N/A	338 m	376 m

Untuk data subsea cable pada jalur pipa gas bawah laut. Data-data yang digunakan untuk penilaian risiko adalah sebagai berikut pada **Tabel 4.3**.

Tabel 4 3Data Subsea Cable

Item	Function	Size	Cores	Length (km)
WDA - ROA				
A1	Power	95 mm2	3	16.22
A2	Control	6 mm2	3	
B3	Fiber Optic	9.3/125um	2x48	
ROA - ORF				
B1	Power	95 mm2	3	11.96
B2	Control	6 mm2	3	
B3	Fiber Optic	9.3/125um	2x48	
WDA - ORF				
C1	Power	95 mm2	3	28.41
C2	Control	6 mm2	3	
C3	Fiber Optic	9.3/125um	2x48	

4.1.2 Data Kapal

Lalu lintas kapal yang beroperasi akibat aktivitas *survey seismic* di sekitar area labuh jangkar merupakan potensi bahaya yang sangat mungkin terjadi. Selain data *marine traffic*, data mengenai jenis, ukuran, bobot dan spesifikasi jangkar kapal juga menjadi sangat penting dalam menentukan nilai dari frekuensi dan konsekuensi penilaian risiko. Karena dalam skenario potensi *hazard* yang terjadi pada pipa gas bawah laut sesuai DNV-RP-F107, sebagian sumber bahaya adalah dari kapal. Berikut adalah data kapal yang beraktivitas saat *survey seismic* **Tabel 4.4.**

Tabel 4 4 Data kapal pada aktivitas *survey seismic*

Vessel Type	Max GRT/DW T	Anchor Weight (kg)	Anchor Width (m)	Anchor Fluke Length	Max. Vessel Dimension (m)			
					L	B	T	H
Kapal Seismic "Sea Horse"	20	300	0.84	0.60	11.0	3.4	1.7	0.7
General Purpose Vessel (Tug)	250	200	0.74	0.53	26.0	8.0	2.4	3.0

4.1.3 Data Lingkungan

Data lingkungan merupakan data yang berhubungan dengan geografi, cuaca maupun kondisi lingkungan tersebut. Berikut ini adalah data jenis lingkungan di terminal BP Tangguh LNG, pada **Tabel 4.5, Table 4.6 dan Tabel 4.7.**

Tabel 4 5 Marine Growth

Depth	Radial Marine Growth	Density
Seabed to MSL	75 mm (3 inch) on radius	1233 kg/m ³

Tabel 4 6 Seawater Temperature

Parameter	Value	Units
Min. Temperature	27.8	C
Max Temperature	30.1	C
Density	1019	kg/m3
Resistivity	0.18	ohm.m

Tabel 4 7Tidal Data

Tidal Description	Vaue aove LAT (m) (LAT=0m)		
	Area 2, 7, 9a	Area 8a, 9b	Area 8b, 9c
Highest Astronomical Tide (HAT)	3.94	4.08	4.74
Mean High Water Spreings (MHWS)	3.24	3.78	3.92
Mean High Waater Neap (MHWN)	2.65	2.64	3.32
Mean Sea Level (MSL)	2.1	2.23	2.53
Mean Low Water Neap (MLWN)	1.72	2.07	1.85
Mean Low Water Springs (MLWS)	0.81	0.45	0.89

Sealain itu kita juga dapatkan data gelombang laut yang didesain 100 tahun **Tabel 4.8.**

Tabel 4 8 Wave Design Data for 100 year

WAVE DESIGN DATA FOR 100 YEAR RETURN PERIOD																
Deriction (from)	Zone 2				Zone 7				Zone 8				Zone 9			
	HS (m)	Tp (sec)	Hmax (m)	Tmax (sec)	HS (m)	Tp (sec)	Hmax (m)	Tmax (sec)	HS (m)	Tp (sec)	Hmax (m)	Tmax (sec)	HS (m)	Tp (sec)	Hmax (m)	Tmax (sec)
Omni	3.4	7.5	6.4	7.2	3.4	7.5	6.1	7.2	3.4	7.5	6.1	7.2	3.4	7.5	5.0	7.2
N	0.6	3.7	1.1	4.0	2.2	6.2	4.0	6.0	2.1	6.1	3.8	6.0	2.3	6.3	3.5	6.1
NE	0.9	4.3	1.7	4.5	1.5	5.3	2.8	5.2	1.4	5.2	2.6	5.1	1.6	5.5	2.4	5.4
E	2.0	6.0	3.8	5.9	2.0	6.0	3.7	5.9	1.4	5.2	2.6	5.1	1.3	5.0	1.9	5.0
SE	1.8	5.7	3.5	5.6	1.3	5.0	2.3	5.0	1.1	4.7	2.0	4.7	0.9	4.3	1.3	4.5
SE	1.7	5.6	3.3	5.5	1.2	4.8	2.2	4.9	0.9	4.3	1.6	4.5	0.6	3.7	0.9	4.0
SW	2.2	6.2	4.2	6.0	2.3	6.3	4.2	6.1	2.5	6.6	4.5	6.4	2.2	6.2	3.3	6.0
W	3.4	7.5	6.4	7.2	3.4	7.5	6.1	7.2	3.4	7.5	6.1	7.2	3.4	7.5	5.0	7.2
NW	0.3	2.8	0.6	3.3	1.3	5.0	2.3	5.0	1.1	4.7	2.0	4.7	1.4	5.2	2.1	5.1

4.1.5 Data Kapal Seismic

Data kapal seismic merupakan data kapal yang digunakan untuk penembakan airgun pada laut yang berisi spesifikasi kapal serta informasi tentang kapal seismic lainnya. Berikut ini pada **Table 4.11** dan **Tabel 4.12**.

Tabel 4 11Ukuran Kapal Seismic

Additional Comments/observations		
Vessel particulars		Unit
LOA	11.75	m
Breadth	3.35	m
Depth	1.7	m
Draft	0.7	m
GT/NT	20/6	
Hull	V-shape Aluminium Mono Hull	
Capacity	20 Passengers + 2 Crew	
Cargo Space	Unknown	
Engine	2 Units of 6 cylinder cummins 68 TA 5.9 m of 315 hp each	
Propulsion	2 unit of Hamilton HJ-274 water jet system	
Fuel tank capacity	1000	liters
FW capacity	200	liters
Navigation and commication Equipment		
Table Compass	Rtone	
GPS	Fitted	
Radar	Not Fitted	
VHF Radio	Provide	
SSB	Not Fitted	
Hom	Yes	
Search light	Yes	
Navigations light	Yes	
Fog Light	Yes	
Fire Extnguisher	1 x 6.6 kg CO2 FE engine compartment, 1x9.0 liters Foam Portable FE	
Other	Window Wiper and electric bilge pump	
Mooring Fittings	Bolards, anchor	

Tabel 4 12Data Kapal Seismic

Vessel Particullar	
	Requested Information
Name of Vessel	" Sea Horse"
Type of vessel (include detail of any special features)	Crew Boat / Sea Truck
Previous namejaj	None
Vessel owner operator	
Name	PT. Pelayaran Teluk Bajau, Cipta Sejahtera
Address	Jl. Jenderal Sudirman No. 429, Balikpapan, East Kalimantan, Indonesia
Tel	62542763648
Fac	62542763434
Email	ptbcs.sejahter@gmail.com
Date current vessel owner/operator assumed responsibility	
Manning Agent	Same As Above
Address	
Tel	
Fac	
Flag (if the vesell has change flag within the past six months, report date of change and previous flag)	Indonesia
Port of registry	Samarinda
Classication society (If the vessel has changed class within the past six months, reports date of change and previous classification society)	Sell under progress of issuance
Class ID Number	Not Applicable
Workboat certificate details	
Issued	
Issued by	
Valid Until	
Category	Category
Last annual exam (valid if issued past 15 months)	None
Total allowance number of person on board (PoB)	20 Passenger And 2 ship crew

4.2 Identifikasi Bahaya

Pipa gas bawah laut yang akan dianalisis adalah pipa gas Gasyang dimana potensi bahaya *dropped anchor*, *dragged anchor* dan *sinking vessel* sangat besar karena aktivitas kapal maupun akibat dari aktivitas seismic.

Jalur pipa terbentang sepanjang kurang lebih 1,5 km. Dengan 1,2 km kedalaman perairan jalur pipa gas bawah laut Gasberada 0-20 meter di bawah seabed dan 0,3 km jalur pipa gas bawah laut Gasberada diatas *seabed* dengan diameter pipa tersebut yaitu 610 mm.

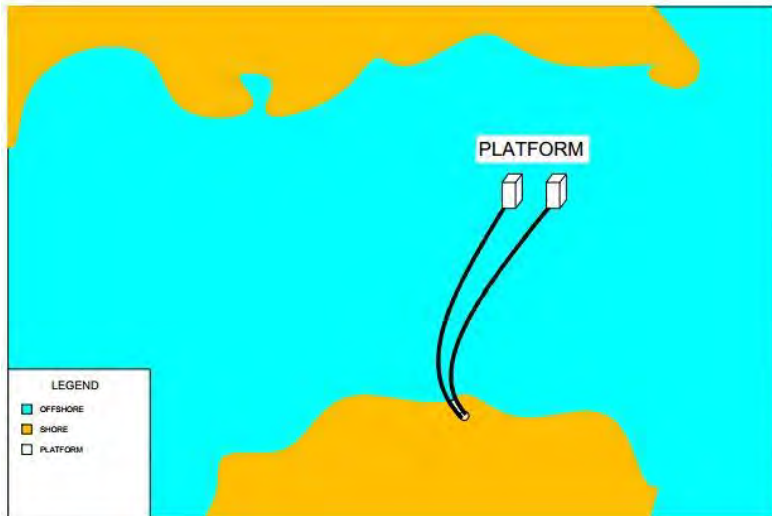
4.3 Penilaian Risiko

Penilaian risiko dilakukan untuk mengetahui tingkat risiko dari *hazard* yang ada. Bahaya terhadap jalur pipa gas tersebut dihitung menggunakan metode frekuensi dan konsekuensi yang selanjutnya setelah didapat akan dievaluasi dengan metode *Risk Matrix*.

4.3.1 Penilaian Frekuensi

Penilaian frekuensi dilakukan untuk mengetahui seberapa besar peluang atau kemungkinan terjadinya bahaya per satuan waktu (tahun). Dalam penilaian frekuensi ini, hal yang perlu dilakukan pertama adalah identifikasi skenario yang sangat mendekati penyebab terjadinya suatu bahaya. Bisa dikatakan bahwa peluang kejadian awal (*initiating event*) sampai dengan kejadian bahaya terjadi, diurut sampai menghasilkan hasil akhir peluang bahaya atau risiko per tahun satuan waktu. Kecepatan kapal, ukuran kapal, densitas kapal per tahun di daerah lego jangkar, peluang kapal kehilangan kontrol navigasi, peluang kapal menjatuhkan jangkar tepat mengenai pipa dan peluang kapal bertabrakan dengan kapal lain adalah sebagian kecil dari skenario yang mungkin muncul sebagai acuan dalam menentukan nilai frekuensi. Hasil akhir dari penilaian resiko ini akan diplotkan pada tabel *risk matrix*

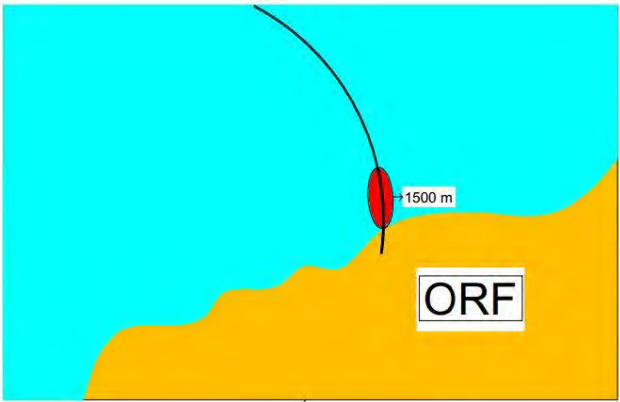
sesuai DNV-RP-F107 agar kita bias menilai pada level berapa frekuensi ini berada, apakah dalam kategori aman, bisa ditolerir atau harus dilakukan mitigasi.



Gambar 16 Fasilitas Lokasi Pipa

Berdasarkan dari gambaran lokasi diatas kita dapat membuat skenario analisis frekuensi yang terjadi pada pipa yaitu

- Hazard yang mungkin terjadi adalah anchor drop, anchor drag dan ship sinking
- Kapal yang melewati tug boat dan pipe-lay vessel
- Rute atau jalur kapal berada pada pipa gas bawah laut
- Variasi lamanya instalasi durasi 8 hr/day, 16 hr/day, 24 hr/ hari
- Analisis konsekuensinya pipa gas bawah laut



Gambar 17 Skenario Analisis Frekuensi

Dari gambaran skenario diatas kita dapat menentukan hazard yang terjadi pada pipa dengan kapal yang melewati diatasnya. Kapal yang beraktivitas biasanya terbagi menjadi 2 saat instalasi dan pada saat operasi. Berikut ini adalah tabel hazard yang terjadi dapat dilihat pada **Tabel 4.13**

Untuk Pipa dibawah *Seabed*

Ship Type	Threat Description						
	Installation				Operation		
	Drop ped	Dropped Anchor	Dragged Anchor	Ship Sinking	Dropped Anchor	Dragged Anchor	Ship Sinking
Kapal Seismic "Sea Horse"	x	x	x	x	x	x	x
General Purpose Vessel (Tug)	x	x	x	x	x	x	x

Untuk Pipa diatas *Seabed*

Ship Type	Threat Description						
	Installation				Operation		
	Drop ped	Dropped Anchor	Dragged Anchor	Ship Sinking	Dropped Anchor	Dragged Anchor	Ship Sinking
Kapal Seismic "Sea Horse"	v	v	v	v	v	v	v
General Purpose Vessel (Tug)	x	v	v	v	v	v	v

4.3.1.1 Penilaian Frekuensi Akibat Dropped Anchor

Nilai dari perhitungan frekuensi ini bisa dihitung dari urutan peluang yang dihasilkan dari skenario bahaya terjadinya *dropped anchor* pada pipa. Densitas kapal per tahun di area labuh jangkar, frekuensi kapal melintasi pipa dan peluang kapal menjatuhkan jangkar di area CADZ (*Critical Anchor Damage Zone*) sampai hasil akhir peluang jangkar jatuh lalu mengenai pipa per tahun menjadi skenario utama. Panjang dari CADZ didapat dari lebar diameter terluar pipa termasuk *coating* ditambah dengan dua kali lebar jangkar terbesar.

Dalam perhitungan penilaian frekuensi, dengan skenario durasi kapal yang beraktivitas pada daerah tersebut menjadi beberapa variasi yaitu 8 hr/day, 16 hr/day, 24 hr/ hari sehingga kita akan dapatakan gambaran analisis frekuensi berdasarkan DNV-RP-F107. Sedangkan peluang jangkar dijatuhkan pada *anchorage area* adalah 5%, dengan asumsi kapal melakukan lego jangkar dalam keadaan emergency atau darurat. Untuk nilai CADZ (*Critical Anchor Damage Zone*) adalah $2 \times$ (largest anchor width) + diameter pipa pada daerah tersebut.

Dan untuk hasil dari perhitungan frekuensi *dropped anchor* dengan variasi waktu bisa dilihat pada **Tabel 4.14**.

Tabel 4 14 Frekuensi Dropped Anchor pada variasi waktu

Kapal Seismic		Keterangan	Unit	Lama Kerja Kapal per hari (hr)		
Step	Equation			8	16	24
A	-	Panjang kapal	m	11.75	11.75	11.75
B	-	Lebar Kapal	m	3.35	3.35	3.35
C	-	Total Durasi Instalasi	days	10	10	10
D	-	Outside Diameter	m	0.61	0.61	0.61
E	-	Maximum Insulation and concrete thickness	m	0.08	0.08	0.08
F	-	Total Operasi kapal per hari	hr	8	16	24
			s	28800	57600	86400
G	-	Jumlah kapal yang beroperasi	times	1	1	1
H	CXxFxG	Total waktu yang kapal bekerja diatas pipa	s	288000	576000	864000
I	-	Lebar Jangkar	m	0.84	0.84	0.84
J	$D + 2E + 2I$	Lebar CADZ	m	2	2	2
K	-	Panjang pipa di anchorage area	m	1500	1500	1500
L	(J/K)	Ratio Kapal di CADZ	-	1.63E-03	1.63E-03	1.63E-03
M	H x L	Total waktu kapal melintas di CADZ	s	470	941	1411
N	-	Total waktu dalam satu tahun	s	31536000	31536000	31536000
O	M/N	Peluang kapal di CADZ per tahun	-	1.49E-05	2.98E-05	4.47E-05
P	-	Peluang kapal menjatuhkan jangkar	-	5%	5%	5%
Q	OxP	Peluang kapal menjatuhkan jangkar di CADZ per tahun	-	7.46E-07	1.49E-06	2.24E-06
LEVEL				1	1	1

Untuk skenario selanjutnya adalah menggunakan variasi kecepatan 2,5, 5 dan 7,5 knot yang dilakukan pada Kapal Seismic BP Tangguh LNG. Dan untuk hasil dari perhitungan frekuensi *dropped anchor* dengan variasi kecepatan bisa dilihat pada **Tabel 4.15**.

Tabel 4 15 Frekuensi Dropped Anchor dengan variasi kecepatan

Kapal Seismic		Keterangan	Unit	Kecepatan Kapal (knot)		
Simbol	Equation			2.5	5	7.5
A	-	Panjang kapal	m	11.75	11.75	11.75
B	-	Lebar Kapal	m	3.35	3.35	3.35
C	-	Diameter luar pipa	mm	610	610	610
			m	0.61	0.61	0.61
D	-	Kecepatan kapal	m/s	1.286	2.572	3.858
E	-	Panjang pipa di anchorage area	m	1500	1500	1500
F	-	Lebar Jangkar	m	0.84	0.84	0.84
G	$(2 \times F) \times C$	Lebar CADZ	m	2.29	2.29	2.29
H	$F \times G$	Luas CADZ	m ²	3435	3435	3435
I	$A \times B$	Luasan proyeksi kapal	m ²	39.3625	39.3625	39.3625
J	I/H	Rasio luasan kapal & CADZ	-	0.011	0.011	0.011
K	-	Jumlah kapal datang bersamaan	kapal	1	1	1
L	$J \times K$	Rasio total luasan kapal	-	0.011	0.011	0.011
M	$(A+G)/D$	Waktu kapal melintas CADZ	s	10.917	5.458	3.639
N	$L \times M$	Total waktu kapal melintas 1 hari	s	0.125	0.063	0.042
O	-	Waktu 1 hari	s	86400	86400	86400
P	N/O	Peluang kapal bersama di CADZ 1 hari	-	1.45E-06	7.24E-07	4.83E-07
Q	$365 \times P$	Peluang kapal di CADZ per tahun	-	5.28E-04	2.64E-04	1.76E-04
R	-	Peluang kapal menjatuhkan jangkar	-	5%	5%	5%
S	$Q \times R$	Peluang kapal menjatuhkan jangkar di CADZ per tahun	-	2.64E-05	1.32E-05	8.81E-06
LEVEL				2	2	1

4.3.1.2 Penilaian Frekuensi Akibat Dragged Anchor

Hampir sama halnya dengan perhitungan atau analisis frekuensi untuk *dropped anchor*, pada kasus *dragged anchor* juga harus mengurutkan skenario terjadinya bahaya pada pipa. Ukuran jangkar terbesar, kecepatan kapal, peluang jangkar terseret di CADRZ (*Critical Anchor Drag Zone*) kemudian sampai peluang jangkar jatuh lalu mengenai pipa per tahunnya, menjadi skenario utama. Faktor penyebab analisis kasus *dragged anchor* ini dihitung adalah jalur pipa berada di atas *seabed*. Untuk itu perhitungan atau analisis bahaya *dragged anchor* pada pipa menjadi penting.

Peluang jangkar dijatuhkan pada area CADRZ per tahun adalah 50%. Peluang jangkar dijatuhkan dan mengenai pipa ini bisa dihitung dengan menggunakan rumus yang sama dengan perhitungan pada frekuensi *dropped anchor*.

Dalam perhitungan penilaian frekuensi, dengan skenario durasi kapal yang beraktivitas pada daerah tersebut menjadi beberapa variasi yaitu 8 hr/day, 16 hr/day, 24 hr/ hari sehingga kita akan dapatakan gambaran analisis frekuensi berdasarkan DNV-RP-F107. Sedangkan peluang jangkar terseret setelah dijatuhkan di area CADRZ adalah 4 %. Untuk nilai CARDZ (*Critical Anchor Drag Zone*) adalah 27 x panjang jangkar

Dan untuk hasil dari perhitungan frekuensi frekuensi *dragged Anchor* dengan variasi waktu maka dapat dilihat pada **Tabel 4.16**.

Tabel 4 16 Frekuensi Dragged Anchor dengan variasi waktu

Kapal Seismic		Keterangan	Unit	Lama Kerja Kapal per hari (hr)		
Step	Equation			8	16	24
A	-	Panjang kapal	m	11.75	11.75	11.75
B	-	Lebar Kapal	m	3.35	3.35	3.35
C	-	Total Durasi Instalasi	days	10	10	10
D	-	Outside Diameter	m	0.61	0.61	0.61
E	-	Maximum Insulation and concrete thickness	m	0.08	0.08	0.08
F	-	Tatal Operasi kapal per hari	hr	8	16	24
			s	28800	57600	86400
G	-	Jumlah kapal yang beroperasi	times	1	1	1
H	CXxFxG	Total waktu yang kapal bekerja diatas pipa	s	288000	576000	864000
I	-	Anchor Fluke Length	m	0.60	0.60	0.60
J	27 x I	Lebar CADRZ	m	16	16	16
K	-	Panjang pipa di anchorage area	m	1500	1500	1500
L	(J/K)	Ratio Kapal di CADRZ	-	1.08E-02	1.08E-02	1.08E-02
M	H x L	Total waktu kapal melintas di CADRZ	s	3110	6221	9331
N	-	Total waktu dalam satu tahun	s	31536000	31536000	31536000
O	M/N	Peluang kapal di CADRZ per tahun	-	9.86E-05	1.97E-04	2.96E-04
P	-	Peluang pipa terseret jangkar	-	4%	4%	4%
Q	OxP	Peluang kapal terseret jangkar di CADRZ per tahun	-	3.95E-06	7.89E-06	1.18E-05
LEVEL				1	1	2

Untuk skenario selanjutnya adalah menggunakan variasi kecepatan 2,5, 5 dan 7,5 knot yang dilakukan pada Kapal Seismic BP Tangguh LNG. Dan untuk hasil dari perhitungan frekuensi *dragged anchor* dengan variasi kecepatan bisa dilihat pada **Tabel 4.17**.

Tabel 4 17 Frekuensi Dragged Anchor dengan variasi kecepatan

Kapal Seismic		Keterangan	Unit	Kecepatan Kapal (knot)		
Simbol	Equation			2.5	5	7.5
A	-	Panjang kapal	m	11.75	11.75	11.75
B	-	Lebar Kapal	m	3.35	3.35	3.35
C	-	Diameter luar pipa	mm	610	610	610
			m	0.61	0.61	0.61
D	-	Kecepatan kapal	m/s	1.286	2.572	3.858
E	-	Panjang pipa di anchorage area	m	1500	1500	1500
F	-	Lebar fluke jangkar	m	0.60	0.60	0.60
G	$27 \times F$	Lebar CADZ	m	16.2	16.2	16.2
H	$(27 \times F) \times G$	Luas CADZ	m ²	24300	24300	24300
I	$A \times B$	Luasan proyeksi kapal	m ²	39.3625	39.3625	39.3625
J	I/H	Rasio luasan kapal & CADRZ	-	0.002	0.002	0.002
K	-	Jumlah kapal datang bersamaan	kapal	1	1	1
L	$J \times K$	Rasio total luasan kapal	-	0.002	0.002	0.002
M	$(A+G)/D$	Waktu kapal melintas CADRZ	s	21.732	10.866	7.244
N	$L \times M$	Total waktu kapal melintas 1 hari	s	0.035	0.018	0.012
O	-	Waktu 1 hari	s	86400	86400	86400
P	N/O	Peluang kapal bersama di CADRZ 1 hari	-	4.07E-07	2.04E-07	1.36E-07
Q	$365 \times P$	Peluang kapal di CADRZ per tahun	-	1.49E-04	7.44E-05	4.96E-05
R	-	Peluang kapal menjatuhkan jangkar	-	100%	100%	100%
S	-	Peluang jangkar loss holding capacity	-	4.00%	4.00%	4.00%
T	$S \times T$	Peluang pipa terseret jangkar di CADRZ per tahun	-	5.95E-06	2.97E-06	1.98E-06
LEVEL				1	1	1

4.3.1.3 Penilaian Frekuensi Akibat Sinking Vessels

Dalam penilaian frekuensi akibat *sinking vessels* ada suatu istilah yang biasa disebut CSZ (*Critical Sinking Zone*) yaitu daerah di sekitar jalur pipa yang memiliki lebar diameter terluar pipa termasuk *coating* ditambah dengan dua kali panjang kapal terbesar. Sama halnya dengan *dropped anchor* dan *dragged anchor*, penilaian frekuensi *sinking vessels* ini juga menggunakan skenario terjadinya bahaya pada pipa, terlebih di area sekitar CSZ.

Dalam analisis frekuensi ini, akan menggunakan asumsi atau pendekatan peluang terjadinya kapal bertubrukan dengan skenario durasi kapal yang beraktivitas pada daerah tersebut menjadi beberapa variasi yaitu 8 hr/day, 16 hr/day, 24 hr/ hari sehingga kita akan dapatkan gambaran analisis frekuensi berdasarkan DNV-RP-F107. Sedangkan peluang kapal tenggelam yaitu 0,23 %. Dan untuk CSZ (*Critical Sinking Zone*) adalah 2 x panjang kapal.

Dan untuk hasil dari perhitungan frekuensi *Ship Sinking* dengan variasi waktu bisa dilihat pada **Tabel 4.18**

Tabel 4 18 Frekuensi Ship Sinking dengan variasi waktu

Kapal Seismic		Keterangan	Unit	Lama Kerja Kapal per hari (hr)		
Step	Equation			8	16	24
A	-	Panjang kapal	m	11.75	11.75	11.75
B	-	Lebar Kapal	m	3.35	3.35	3.35
C	-	Total Durasi Instalasi	days	10	10	10
D	-	Outside Diameter	m	0.61	0.61	0.61
E	-	Maximum Insulation and concrete thickness	m	0.08	0.08	0.08
F	-	Tatal Operasi kapal per hari	hr	8	16	24
			s	28800	57600	86400
G	-	Jumlah kapal yang beroperasi	times	1	1	1
H	CXsFxG	Total waktu yang kapal bekerja diatas pipa	s	288000	576000	864000
I	2B+2E+D	Lebar CSZ	m	7	7	7
J	-	Panjang pipa di anchorage area	m	1500	1500	1500
K	(I/J)	Ratio Kapal di CSZ	-	4.98E-03	4.98E-03	4.98E-03
L	H xK	Total waktu kapal melintas di CSZ	s	1434	2868	4303
M	-	Total waktu dalam satu tahun	s	31536000	31536000	31536000
N	L/M	Peluang kapal di CSZ per tahun	-	4.55E-05	9.10E-05	1.36E-04
O	-	Peluang kapal kapal tenggelam	-	0.23%	0.23%	0.23%
P	NxO	Peluang kapal kapal tenggelam di CSZ per tahun	-	1.05E-07	2.09E-07	3.14E-07
LEVEL				1	1	1

Untuk skenario selanjutnya adalah menggunakan variasi kecepatan 2,5, 5 dan 7,5 knot yang dilakukan pada Kapal Seismic BP Tangguh LNG. Dan untuk hasil dari perhitungan frekuensi *Ship Sinking* dengan variasi kecepatan bisa dilihat pada **Tabel 4.19**.

Tabel 4 19 Frekuensi Ship Sinking dengan variasi kecepatan

Kapal Seismic		Keterangan	Unit	Kecepatan Kapal (knot)		
Simbol	Equation			2.5	5	7.5
A	-	Panjang kapal	m	11.75	11.75	11.75
B	-	Kedalaman perairan	m	3.35	3.35	3.35
C	-	Kecepatan kapal	m/s	1.29	2.57	3.86
D	-	Diameter luar pipa	mm	610	610	610
			m	0.61	0.61	0.61
			mm	80	80	80
E	-	Maks tebal insulation & concrete pipa	m	0.08	0.08	0.08
			s	10.21	5.10	3.40
F	A+D+2E)C	Waktu melintasi pipa	s	10.21	5.10	3.40
G	-	Jumlah melintas tahunan	kali	365	365	365
H	FxG	Total waktu per tahun melintasi pipa	s	3726.31	1863.16	1242.10
I	-	Panjang pipa di anchorage area	m	1500	1500	1500
J	2A+D+2E)X	Luas CSZ (Critical Sinking Zone)	m ²	36405	36405	36405
K	-	Luas anchorage area	m ²	39.3625	39.3625	39.3625
L	J/K	Peluang kapal berada di CSZ	-	924.87	924.87	924.87
M	HxL	Total waktu per tahun kapal di CSZ	s	3446334.8	1723167.4	1148778.3
N	-	Total waktu satu tahun	s	31536000	31536000	31536000
O	M/N	Peluang kapal di CSZ per tahun	-	1.09E-01	5.46E-02	3.64E-02
P	-	Peluang kapal tenggelam selama operasi	-	7.68E-04	7.68E-04	7.68E-04
Q	OxP	Peluang kapal di CSZ akan tenggelam per tahun	-	8.39E-05	4.20E-05	2.80E-05
LEVEL				2	2	2

Tabel 4 20 Kesimpulan Total Penilaian Frekuensi

a. Variasi Waktu Kerja Kapal

HASIL AKHIR PENILAIAN FREKUENSI							
Lama Kerja Kapal per Hari (hr)	Group	Dropped Anchor		Dragged Anchor		Sinking Vessel	
		Frekuensi	Ranking	Frekuensi	Ranking	Frekuensi	Ranking
8	Kapal Seismic	1.49E-06	1	7.89E-06	1	2.09E-07	1
16		2.98E-06	1	1.58E-05	1	4.18E-07	1
24		4.47E-06	1	2.37E-05	1	6.28E-07	1
8	GPV (Tug)	1.37E-06	1	3.48E-06	1	2.35E-07	1
16		2.74E-06	1	6.97E-06	1	4.70E-07	1
24		4.11E-06	1	1.05E-05	2	7.04E-07	1

b. Variasi Keccepatan

HASIL AKHIR PENILAIAN FREKUENSI							
Variasi Keccepatan	Group	Dropped Anchor		Dragged Anchor		Sinking Vessel	
		Frekuensi	Ranking	Frekuensi	Ranking	Frekuensi	Ranking
2.5	Kapal Seismic	5.28E-05	2	1.19E-05	2	8.39E-05	2
5		2.64E-05	2	5.95E-06	1	4.20E-05	2
7.5		1.76E-05	2	3.97E-06	1	2.80E-05	2
2.5	GPV (Tug)	6.12E-04	2	5.13E-05	2	7.20E-05	2
5		3.06E-04	2	2.57E-05	2	3.60E-05	2
7.5		2.04E-04	2	1.71E-05	2	2.40E-05	2

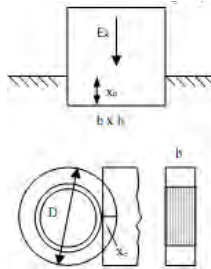
4.3.2 Penilaian Konsekuensi

Penilaian konsekuensi dilakukan untuk mengetahui seberapa besar dampak energi dari bahaya *dropped anchor*, *dragged anchor* dan *sinking vessels* pada jalur pipa. Perhitungan dari analisis konsekuensi ini berpedoman pada *standard* DNV-RP-F107 dengan menghitung energi-energi

yang mungkin terjadi pada jalur pipa. Hasil akhir dari penilaian konsekuensi ini akan diplotkan pada *risk matrix* sehingga akan muncul rangking sesuai *standard* DNV-RP-107.

4.3.2.1 Absorbed Energy oleh Coating

Kemudian energi yang dapat direndam lapisan pipa (*concrete coating*) adalah fungsi dari volume benda dan *crushing strenght*, hal tersebut ditunjukkan pada **Gambar 15** dan persamaan DNV-RP-F107 berikut.



Gambar 18 Contoh pembebanan (DNV-RP-F107)

$$Ek = Y \times b \times h \times X_o \quad (4.1)$$

Dimana :

Y = Tekanan lapisan pipa (N/m^2), sebesar 3-5 kali *cube strenght* untuk berat jenis lapisan normal, atau 5-7 kali *cube strenght* untuk berat jenis lapisan ringan. *Cube strenght* sebesar 35 – 45 Mpa.

= 120 MPa , (3x40 MPa)

b = Lebar dari luasan benda yang menubruk lapisan pipa (jangkar)
= 0,09 m

h = Panjang dari luasan benda yang menubruk lapisan pipa
= 0,16 m

- X_o = Tebal lapisan pipa
 = 0,0480 m
 E_k = Energi yang diserap *concrete coating*
 = 82.94 kJ

4.3.2.2 Penilaian Konsekuensi Akibat Dropped Anchor

Konsekuensi *dropped anchor* disebabkan oleh skenario jatuhnya jangkar dari kapal dikarenakan berdasarkan *standard* DNV-RP-107, perhitungan konsekuensi dihitung menggunakan beberapa data untuk menghitung energi yang bisa mempengaruhi pipa. Yaitu data ukuran kapal yang akan menentukan berat dari jangkar terbesar dan data dari pipa. Hal tersebut sesuai dengan Permenhub 68 tahun 2011 pasal 45 ayat 2 dimana, “Pada lokasi tertentu untuk mengantisipasi pengembangan pelabuhan dan kepadatan lalu lintas pelayaran perlu dilakukan penilaian risiko (*risk assessment*) antara lain melalui kegiatan penjatuhan jangkar kapal terbesar (*anchor drop test*).”

a. Terminal Energy

Energi terminal adalah energi yang diterima pipa dari skenario *dropped anchor* dimana nilai energi terminal ini bergantung dari objek jangkar yang menimpa.

$$E_T = \left(\frac{m \times g}{C_d \times A} \right) \times \left(\frac{m}{\rho_{water}} - V \right) \quad (4.2)$$

Dimana :

- m = berat jangkar, (kg)
 = 300 kg
 g = kecepatan gravitasi, (9.81 m/s²)
 = 9,81 m/s²
 ρ = massa jenis Anchor, (kg/m³)
 = 7850 kg/ m³
 ρ_{water} = Berat jenis air laut, (1025 kg/m³)
 = 1025 kg/m³
 C_D = Koefisien *Drag* jangkar
 = 0.7

$$\begin{aligned} A &= \text{Proyeksi luasan jangkar, (m}^2\text{)} \\ &= 0,5 \text{ m}^2 \\ E_T &= \text{Energi Terminal} \\ &= 2.123 \text{ kJ} \end{aligned}$$

b. Terminal Velocity

Kecepatan terminal adalah kecepatan dimana jangkar melaju dengan kecepatan konstan sebelum menimpa pipa. Nilai dari kecepatan terminal ini bergantung pada gravitasi, volume displasmen objek dan hambatan terhadap laju jangkar.

Menghitung energi yang dihasilkan jangkar dapat dilakukan dengan dua cara. Cara pertama adalah menghitung kecepatan jatuhnya jangkar dengan persamaan DNV-RP-F107.

$$m - (V \times \rho_{\text{water}}) \times g = \frac{1}{2} \rho_{\text{water}} \times C_D \times A \times V_T^2 \quad (4.3)$$

Dimana :

$$\begin{aligned} m &= \text{berat jangkar, (kg)} \\ &= 300 \text{ kg} \\ g &= \text{kecepatan gravitasi, (9.81 m/s}^2\text{)} \\ &= 9,81 \text{ m/s}^2 \\ \rho &= \text{massa jenis Anchor, (kg/m}^3\text{)} \\ &= 7850 \text{ kg/ m}^3 \\ \rho_{\text{water}} &= \text{Berat jenis air laut, (1025 kg/m}^3\text{)} \\ &= 1025 \text{ kg/m}^3 \\ C_D &= \text{Koefisien Drag jangkar} \\ &= 0.7 \\ A &= \text{Proyeksi luasan jangkar, (m}^2\text{)} \\ &= 0.5 \text{ m}^2 \\ C_a &= \text{Koefisien berat drag tambahan} \\ &= 0.1 \\ V_T &= \text{Kecepatan jatuhnya jangkar, (m/s)} \\ &= 3.76 \text{ m/s} \end{aligned}$$

c. *Impact Effective*

Kemudian menghitung Energi *Impact* Efektif (E_e) dari jangkar dengan persamaan DNV-RP-F107, Eq. 16 :

$$E_e = \frac{1}{2} (m + m_a) \times V_T^2 \quad (4.4)$$

Dimana :

m_a = berat tambahan, (kg)

$$= \rho_{\text{water}} \times C_a \times V$$

$$= 1025 \times 0.1 \times 3.76$$

$$= 1,57 \text{ kg}$$

C_a = Koefisien *drag* berat tambahan

$$= 0.1$$

V_T = Kecepatan jatuhnya jangkar, (m/s)

$$= 3.76 \text{ m/s}$$

E_e = **Energi *Impact* Efektif**

$$= 2.15 \text{ kJ}$$

Tabel 4 21 Effective Impact Energy

Group	Berat Jangkar (kg)	Massa Tambahan (kg)	Kecepatan Terminal (m/s)	Impact Energy (kJ)	Ranking
A	300	3.92	3.762	2.15	1
B	200	2.61	3.480	1.23	1

4.3.2.3 Penilaian Konsekuensi Akibat Dragged Anchor

Sama halnya dengan penilaian konsekuensi akibat *dropped anchor*, perhitungan konsekuensi *dragged anchor* menggunakan *standard* sesuai dengan DNV-RP-107 dan DNV-RP-F111. Dimana ukuran kapal, berat jangkar terbesar dan data pipa menjadi data utama. Namun untuk penilaian ini menggunakan skenario pengaruh energi *impact*, *pull over* dan *hooking* dari jangkar ke pipa. Sehingga data kecepatan kapal, gaya hidrodinamik jangkar dan beberapa koefisien terkait *dragged anchor* menjadi penting.

Skenario tambahan untuk *dragged anchor* adalah adanya tambahan energi yang dihasilkan dari *thrust* mesin utama kapal dan energi dari *windlass* jangkar saat menarik jangkar. Jadi energi total dari jangkar melalui beberapa skenario diatas akan dijumlah untuk mendapatkan hasil energi total yang bekerja pada pipa.

a. Energi dari *Main Engine*

Energi dorong dari *main engine* dihitung berdasarkan *power* dari engine kapal. Referensi *power* didapatkan dari register kapal yang bersangkutan.

Data kapal untuk perhitungan *thrust*

Data Kapal	Unit	Nilai
L	m	11.75
B	m	3.35
T	m	1.7
H	m	0.7
Cb	-	0.58
Vs	knot	10
BHP engine	HP	315
Pc		0.59
ηH		1.03
η_{rr}		1.02
η_o		0.57

Berikut adalah tahapan-tahapan untuk menghitung besarnya *thrust* kapal dengan cara menghitung maju dari BHP MCR sampai didapatkan besarnya *thrust* :

$$\begin{aligned}
 BHP\ SCR &= BHP\ MCR \times 0.85 \\
 &= 267.75\ HP \\
 SHP &= BHP\ SCR \times \eta_s \\
 &= 262.40\ HP \\
 DHP &= SHP \times \eta_G
 \end{aligned}$$

EHP	$= 257.2 \text{ HP}$ $= DHP \times P_C$ $= 154.23 \text{ HP}$ $= 113.36 \text{ kW}$
R	$= \frac{EHP}{V_s}$ $= 11.335 \text{ kN}$
t	$= \text{thrust deduction factor}$ $= k \times w$ $= 0.216$
w	$= \text{wake friction}$ $= 0.5 C_b - 0.05$ $= 0.24$
k	$= 0.7 \text{ sampai } 0.9$ $= 0.9$
P_C	$= \eta_H \times \eta_{rr} \times \eta_p$ $= 0.59$
η_H	$= \text{hull efficiency}$ $= \frac{(1-t)}{(1-w)}$ $= 1.03$
η_{rr}	$= \text{relative rotative efficiency}$ $= 1.02$
η_o	$= \text{propulsive efficiency}$ $= 0.57$
η_s	$= \text{shaft efficiency}$ $= 0.98$

Sehingga besarnya *thrust* adalah :

$$T = \frac{R}{(1-t)} \quad (4.5)$$

$$= 14.46 \text{ kN}$$

b. Impact (DNV-RP-F111)

$$E_s = R_{fs} \times \frac{1}{2} \times m_t (C_h \times V)^2$$

Dimana:

E_s	=	Energi tubrukan (kJ)
	=	0.105 kJ
R_s	=	Faktor reduksi,
	=	0.58
m_t	=	Massa baja jangkar (kg)
	=	300 kg
C_h	=	Koefisien efek ketinggian span,
	=	0.85

c. Gaya impact oleh hydrodynamics added mass

$$F_b = C_h \times V \times \sqrt{m_a \times k_b}$$

Dimana:

F_b	=	Gaya tubrukan (kN)
	=	5.07 kN
C_h	=	Koefisien efek ketinggian span
	=	0.85
V	=	Kecepatan (m/s)
	=	1.29 m/s
m_a	=	Massa hidrodinamik jangkar (kg),
	=	2.14 kg
k_b	=	Kekuatan lentur jangkar (MN/m)
	=	10

d. Pull over load

$$\overline{H} = \frac{H_{sp} + OD/2 + 0.2}{B}$$

Dimana:

\bar{H}	=	Dimensi Tinggi (m)
	=	0.68 m
H_{sp}	=	Tinggi span (jarak pipa ke dasar laut), m
	=	0 m
OD	=	Diameter pipa keseluruhan (m)
	=	0.6274 m
B	=	Setengah dari tinggi jangkar (m)
	=	0.75 m

e. Hooking

$$H_l = 0.7B - 0.3OD$$

Dimana:

B	=	Setengah tinggi jangkar
	=	1.75 m
OD	=	Outside diameter
	=	0.61 m
H_l	=	Tinggi gaya angkat statik (m)
	=	1.042 m

$$E = (0.5 m_a \times v^2)$$

Dimana:

m_a	=	Massa hidrodinamik jangkar
	=	2.14 kg
v	=	Kecepatan jangkar
	=	1.29 m/s
E	=	Energi kinematik hooking

$$\begin{aligned}
 &= 0.001781 \text{ kJ} \\
 E_{\text{total}} &= E_{\text{impact}} + E_{\text{pull over}} + E_{\text{hooking}} \\
 &= 0.128647 + 3.407905 + 0.001781 \\
 &= 3.538333 \text{ kJ}
 \end{aligned}$$

Kesimpulan dari nilai konsekuensi *dragged anchor* sesuai penjumlahan energy dari rantai jangkar, *thrust* kapal dan *trawl*. Berdasarkan variasi kecepatan kapal dan tipe kapal, maka nilai dari penilaian risiko terhadap *dragged anchor* bisa dilihat pada **Tabel 4.22**.

Tabel 4.22 Nilai Konsekuensi Dragged Anchor

Kecepatan (knot)	Group	Energi <i>Dragged Anchor</i> (kJ)	Ranking
2,5	A	61.32	1
2,5	B	61.13	1
5	A	62.34	1
5	B	61.81	1
7,5	A	64.06	1
7,5	B	62.96	1

4.3.2.4 Penilaian Konsekuensi Akibat Sinking Vessels

Penilaian konsekuensi *sinking vessels* sedikit berbeda dengan *dropped anchor* dan *dragged anchor*, hanya objek yang memberikan energi pada pipa yaitu kapal. Hal tersebut juga akan memberikan gaya yang berbeda pada pipa. Berat kapal, ukuran kapal dan luasan yang mengenai pipa akan mempengaruhi tingkat *strees* yang diterima pipa.

a. Terminal Energy

Energi terminal adalah energi yang diterima pipa dari skenario *sinking vessel* dimana nilai energi terminal ini bergantung dari objek kapal yang menimpa.

$$E_T = \left(\frac{m \times g}{C_d \times A} \right) \times \left(\frac{m}{\rho_{water}} - V \right) \quad (4.6)$$

Dimana :

m = berat kapal, (kg)

= 33224 kg

g = kecepatan gravitasi, (9.81 m/s²)

= 9,81 m/s²

V = volume kapal, (m³)

= 15.981 m³

ρ_{water} = Berat jenis air laut, (1025 kg/m³)

= 1025 kg/m³

C_D = Koefisien *Drag*

= 0.7

A = Proyeksi luasan kapal, (m²)

= 39.36 m²

$E_T = \left(\frac{m \times g}{C_d \times A} \right) \times \left(\frac{m}{\rho_{water}} - V \right)$

= 194 KJ

b. Terminal Velocity

Menghitung energi yang dihasilkan kapal dapat dilakukan dengan dua cara. Cara pertama adalah menghitung kecepatan jatuhnya kapal dengan persamaan DNV-RP-F107,

$$m - (V \times \rho_{water}) \times g = \frac{1}{2} \rho_{water} \times C_D \times A \times V_T^2 \quad (4.7)$$

Dimana :

Dimana :

m = berat kapal, (kg)

= 33224 kg

g = kecepatan gravitasi, (9.81 m/s²)

= 9,81 m/s²

$$\begin{aligned}
 V &= \text{volume kapal, (m}^3\text{)} \\
 &= 15.981 \text{ m}^3 \\
 \rho_{\text{water}} &= \text{Berat jenis air laut, (1025 kg/m}^3\text{)} \\
 &= 1025 \text{ kg/m}^3 \\
 C_D &= \text{Koefisien Drag} \\
 &= 0.7 \\
 A &= \text{Proyeksi luasan kapal, (m}^2\text{)} \\
 &= 39.36 \text{ m}^2 \\
 \text{Terminal Velocity} &= 3.42 \text{ m/s}
 \end{aligned}$$

c. Energy Impact Effective

Kemudian menghitung Energi impact Efektif (E_E) dari jangkar dengan persamaan DNV-RP-F107,

$$E_E = \frac{1}{2} (m + m_a) \times V_T^2 \quad (4.8)$$

Dimana :

$$\begin{aligned}
 E_E &= \text{Energy Impact Effective} \\
 &= 203.9 \text{ kJ}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 m_a &= \text{berat tambahan, (kg)} \\
 &= \rho_{\text{water}} \times C_a \times V \\
 &= 1638.07 \text{ kg}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 C_a &= \text{Koefisien drag berat tambahan} \\
 &= 0.1
 \end{aligned}$$

$$V_T = 3.42 \text{ m/s}$$

Tabel 4 23Effective Impact Energy

Group	Berat Kapal (kg)	Massa Tambahan (kg)	Kecepatan Terminal (m/s)	Impact Energy (kJ)	Ranking
A	33224.86	1638.07	3.42	203.98	2
B	752431.68	37096.80	7.08	19797.25	3

4.3.3 Risk Matrix

Risk matrix merupakan penggabungan terhadap penilaian frekuensi dan konsekuensi dalam bentuk rangking. Sesuai *risk matrix* dari DNV-RP-F07, di sini akan menggunakan *matrix* 5x5. Sesuai hasil sebelumnya dari penilaian frekuensi dan konsekuensi akibat *dropped anchor*, *dragged anchor* dan *sinking vessels*, rangking yang dihasilkan diplotkan di *risk matrix* tersebut agar dapat diketahui tingkat risiko dari masing-masing *hazard*.

Jika hasil rangking setelah diplot pada *risk matrix* dan berada pada level ALARP (*As Low As Reasonable Practicable*) maupun level tidak dapat diterima, maka mitigasi pun bisa dilakukan untuk mengurangi frekuensi bahaya, konsekuensi atau keduanya. Dari hasil mitigasi pun juga harus dipastikan bisa mengurangi frekuensi atau konsekuensi dengan cara mengulangi proses penilaian risiko yang sama.

		CONSEQUENCE RANKING				
		1	2	3	4	5
		VERY LOW	LOW	MODERATE	HIGH	MAJOR
FREQUENCY RANKING	5	FREQUENT				
	4	PROBABLE				
	3	OCCASIONAL				
	2	REMOTE				
	1	IMPROBABLE				

Gambar 19 Risk Matrix

Dari data analisis frekuensi dan analisis konsekuensi dapat kita masukan kedalam *risk matrix*, maka dapat kita lihat hasilnya pada **Tabel 4.24**

Tabel 4 24 Hasil *Risk matrix*

Risk Matrix pada Dropped Anchor, Dragged Anchor dan Ship Sinking						
Kapal pada kecepatan 2.5 knot						
Jenis Kapal	Kapal Seismic " Sea Horse "			GVP (Tug)		
	Dropped Anchor	Dragged Anchor	Ship Sinking	Dropped Anchor	Dragged Anchor	Ship Sinking
Ranking Frekuensi	2	2	2	2	2	2
Ranking Konsekuensi	1	1	2	1	1	3
Risk Level	Acceptable	Acceptable	Acceptable	Acceptable	Acceptable	Acceptable
Kapal pada kecepatan 5 knot						
Jenis Kapal	Kapal Seismic " Sea Horse "			GVP (Tug)		
	Dropped Anchor	Dragged Anchor	Ship Sinking	Dropped Anchor	Dragged Anchor	Ship Sinking
Ranking Frekuensi	2	1	2	2	2	2
Ranking Konsekuensi	1	1	2	1	1	3
Risk Level	Acceptable	Acceptable	Acceptable	Acceptable	Acceptable	Acceptable
Kapal pada kecepatan 7.5 knot						
Jenis Kapal	Kapal Seismic " Sea Horse "			GVP (Tug)		
	Dropped Anchor	Dragged Anchor	Ship Sinking	Dropped Anchor	Dragged Anchor	Ship Sinking
Ranking Frekuensi	2	1	2	2	2	2
Ranking Konsekuensi	1	1	2	1	1	3
Risk Level	Acceptable	Acceptable	Acceptable	Acceptable	Acceptable	Acceptable

Dari hasil *risk matrik* dapat disimpulkan bahwa untuk penilaian risiko dengan menggunakan metode risk modelling berdasarkan nilai frekuensi dan konsekuensi pada pipa gas bawah laut akibat adanya aktivitas *survey seismic* dinyatakan bahwa risiko yang terjadi dapat diterima (*acceptable*) .

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB V

ANALISIS DATA DAN PEMBAHASAN GEOTECHNICAL ANALYSIS

5.1 Pengumpulan Data

Data yang akan digunakan pada tugas akhir ini adalah data pipa gas bawah laut BP Tangguh LNG, data tanah, data jumlah *traffic* kapal, dan data lingkungan. Data-data tersebut diambil dari studi literatur.

5.1.1 Data Pipa

Data pipa yang digunakan untuk penilaian risiko berasal dari BP Tangguh LNG. Berikut ini adalah spesifikasi pipa gas bawah laut yang akan dianalisis.

Berikut adalah spesifikasi data pipa pada **Tabel 5.1**.

Tabel 5.1 Data Pipa gas bawah laut

Parameter		Value	Unit
NPS		24	
Nominal OD		610	mm
Nominal Wall Thickness		17.5	mm
Internal Cladding	Type	316L	
	Thickness	3	mm
Internal Diameter		569	mm
Corrosion Allowance		NIL	mm
C-Mn Density		7850	kg/m ³
Clad Density		7980	kg/m ³
Corrosion Coating Cutback		220	mm
Concrete Coating Cutback		480	mm
Average Joint Pipe Length		12.2	mm
Coating Thickness (3LPP)		3.2	mm
Concrete Coating Density		3040	kg/m ³
Field Joint Material (HDPU)		1017	kg/m ³

Untuk jalur pipa gas bawah laut yang dianalisis. Berikut ini adalah subsea cable route sesuai **Tabel 5.2**.

Tabel 5 2 Jalur pipa gas bawah

Parameter	Route Assesment				
	Pipeline		Subsea Cable		
	WDA-ROA	ROA-ORF	WDA-ROA	ROA - ORF	WDA-ORF
Length	16.22 km	11.96	16.52 km	12.10 km	28.41 km
HDD Length	N/A	2.1 km	N/A	2.1 km	2.1 km
Water Dept (Offshore to HDD exit) (Below LAT)	70.6 m to 33.7 m	42.6 m to 12 m	70.7 m to 35.5 m	42.1 m to 12.0 m	71.0 m to 12.0 m
Pipeline/Subsea Cable length from HDD exit point to 13 m below LAT which requires burial in accordance with KEPMEN 300K/38/MPE/1997	N/A	0.52 km	N/A	0.46 km	0.47 km
Minimum radius of carvature	2000 m	2000 m	2000 m	2000 m	2000 m
Minimum distance to shipping channel	N/A	306 m	N/A	338 m	376 m

Untuk data subsea cable pada jalur pipa gas bawah laut. Data-data yang digunakan untuk penilaian risiko adalah sebagai berikut pada **Tabel 5.3.**

Tabel 5 3 Data Subsea Cable

Item	Function	Size	Cores	Length (km)
WDA - ROA				
A1	Power	95 mm2	3	16.22
A2	Control	6 mm2	3	
B3	Fiber Optic	9.3/125um	2x48	
ROA - ORF				
B1	Power	95 mm2	3	11.96
B2	Control	6 mm2	3	
B3	Fiber Optic	9.3/125um	2x48	
WDA - ORF				
C1	Power	95 mm2	3	28.41
C2	Control	6 mm2	3	
C3	Fiber Optic	9.3/125um	2x48	

5.1.2 Data Lingkungan

Data lingkungan merupakan data yang berhubungan dengan geografi, cuaca maupun kondisi lingkungan tersebut. Berikut ini adalah data jenis lingkungan di Untuk data lingkungan dari terminal pipa gas bawah lau, pada **Tabel 5.4**, **Table 5.5** dan **Tabel 5.6**.

Tabel 5 4 Marine Growth

Depth	Radial Marine Growth	Density
Seabed to MSL	75 mm (3 inch) on radius	1233 kg/m ³

Tabel 5 5 Seawater Temperature

Parameter	Value	Units
Min. Temperature	27.8	C
Max Temperature	30.1	C
Density	1019	kg/m ³
Resistivity	0.18	ohm.m

Tabel 5 6 Tidal Data

Tidal Description	Vaue aove LAT (m) (LAT=0m)		
	Area 2, 7, 9a	Area 8a, 9b	Area 8b, 9c
Highest Astronomical Tide (HAT)	3.94	4.08	4.74
Mean High Water Spreings (MHWS)	3.24	3.78	3.92
Mean High Waater Neap (MHWN)	2.65	2.64	3.32
Mean Sea Level (MSL)	2.1	2.23	2.53
Mean Low Water Neap (MLWN)	1.72	2.07	1.85
Mean Low Water Springs (MLWS)	0.81	0.45	0.89

Sealain itu kita juga dapatkan data gelombang laut yang didesain 100 tahun **Tabel 5.7**.

Tabel 5 7 Wave Design Data for 100 year

WAVE DESIGN DATA FOR 100 YEAR RETURN PERIOD																
Deriction (from)	Zone 2				Zone 7				Zone 8				Zone 9			
	HS (m)	Tp (sec)	Hmax (m)	Tmax (sec)	HS (m)	Tp (sec)	Hmax (m)	Tmax (sec)	HS (m)	Tp (sec)	Hmax (m)	Tmax (sec)	HS (m)	Tp (sec)	Hmax (m)	Tmax (sec)
Omni	3.4	7.5	6.4	7.2	3.4	7.5	6.1	7.2	3.4	7.5	6.1	7.2	3.4	7.5	5.0	7.2
N	0.6	3.7	1.1	4.0	2.2	6.2	4.0	6.0	2.1	6.1	3.8	6.0	2.3	6.3	3.5	6.1
NE	0.9	4.3	1.7	4.5	1.5	5.3	2.8	5.2	1.4	5.2	2.6	5.1	1.6	5.5	2.4	5.4
E	2.0	6.0	3.8	5.9	2.0	6.0	3.7	5.9	1.4	5.2	2.6	5.1	1.3	5.0	1.9	5.0
SE	1.8	5.7	3.5	5.6	1.3	5.0	2.3	5.0	1.1	4.7	2.0	4.7	0.9	4.3	1.3	4.5
SE	1.7	5.6	3.3	5.5	1.2	4.8	2.2	4.9	0.9	4.3	1.6	4.5	0.6	3.7	0.9	4.0
SW	2.2	6.2	4.2	6.0	2.3	6.3	4.2	6.1	2.5	6.6	4.5	6.4	2.2	6.2	3.3	6.0
W	3.4	7.5	6.4	7.2	3.4	7.5	6.1	7.2	3.4	7.5	6.1	7.2	3.4	7.5	5.0	7.2
NW	0.3	2.8	0.6	3.3	1.3	5.0	2.3	5.0	1.1	4.7	2.0	4.7	1.4	5.2	2.1	5.1

5.1.3 Data Tanah

Data tanah merupakan data yang berhubungan dengan kondisi tanah pada pipa gas bawah laut. Berikut ini adalah data tanah pada pipa gas bawah laut, pada **Table 5.8** dan **Tabel 5.9**.

Tabel 5.8 Soil Data dari pipa gas bawah laut

Pipe Kp (km)	Soil Type	Description	Soil Dept (m)	Soil Unit	Soil Properties															
					Sub. Unit Weight (kN/m2) (BE)	Relative Density (%)			Lateral Friction Factor			Axial Friction Factor			Friction Angle (deg.)					
						LB	BE	UB	LB	BE	UB	LB	BE	UB	LB	BE	UB			
0	0.47	1b	Medium dense to dense SAND, fine to coarse grained	Unit A	9.4	25	40	80				0.48	0.62	0.89	0	0.49	0.74	30	34	38
			Overlying stiff CLAY	Unit B2	9.4	25	40	80												
0.47	4.1	1a	Loose SAND, Becoming dense with depth	Unit A	9.4	25	40	80	0.48	0.62	0.89	0	0.49	0.74	30	34	38			
4.1	6.14	1b	Medium dense to dense SAND, fine to coarse grained	Unit A	9.4	25	40	80	0.48	0.62	0.89	0	0.49	0.74	30	34	38			
			Overlying stiff CLAY	Unit B5	9.4				0.32	0.33	0.36	0	0.43	0.64						
6.14	9.11	2a	Soft to firm CLAY	Unit B1	8.8				0.48	0.62	0.89	0	0.49	0.74	30	34	38			
9.11	9.63	1a	Loose SAND, Becoming dense with depth	Unit A	9.4	25	40	80	0.32	0.33	0.36	0	0.43	0.64						
9.63	10.15	2a	Soft to firm CLAY	Unit B1	9.8				0.48	0.62	0.89	0	0.49	0.74	30	34	38			
10.2	10.43	1a	Loose SAND, Becoming dense with depth	Unit A	9.4	25	40	80	0.48	0.62	0.89	0	0.49	0.74	30	34	38			
10.4	11.92	4a	Cleavy fine SAND and GRAVEL	Unit D	9.8	25	40	55	0.48	0.61	0.89	0	0.49	0.74	30	34	38			
			Overlying SANDY GRAVEL	Unit E	11	30	60	85												
11.9	12.59	1a	Loose SAND, Becoming dense with depth	Unit A	9.4	25	40	80	0.48	0.62	0.89	0	0.49	0.74	30	34	38			
12.6	16.22	4b	Former of silty SAND	Unit D	9.8	25	40	55	0.48	0.62	0.89	0	0.49	0.74	30	34	38			
			Overlyin firm CLAY	Unit B1	8.8				0.48	0.61	0.89	0	0.49	0.74						
Tie-in Spool (ROA platform location)		2b	Stiff to very Clay	Unit B2	9.4				0.32	0.33	0.41	0	0.43	0.64						

Tabel 5 9Soil Datadari ROA Plattform Location

Pipe-Line Kp (km)		Soil Type	Description	Soil Depth (m)	Soil Unit	Soil Properties											
						Sub. Unit Weight (kN/m2)	Relative Density		Lateral Friction		Axial Friction		Friction Angle				
Start	End					LB	BE	LB	BE	LB	BE	LB	BE	LB	BE	UB	
Tie-in Spool (ROA platform location)	2b	Stiff to very Clay	0.0 - 3.4	Unit B2	9.4												
0	0.17	V.ener of silty SAND	0.0 - 0.2	Unit D	9.8	25	40	55	0.48	0.62	0.89	0	0.49	0.74	30	34	40
		Overlyin firm CLAY	0.2 - 5.3	Unit B1	9.4				0.48	0.61	0.89						
0.17	0.84	Loose SAND, Becoming dense with depth	0.0 - 1.2	Unit C	9.3	25	40	60	0.50	0.64	0.91	0	0.5	0.75	30	34	38
		Soft to firm CLAY	> 12	Unit B2	9.8												
0.84	1.3	GRAVEL	0.0 - 0.6	Unit E	11	30	60	85	0.49	0.62	0.9	0	0.53	0.8	33	36	45
1.3	1.65	Everyling very stiff to hard CLAY	0.6 - 3.0	Unit B2	9.5												
		V.ener of SiltySAND	0.0 - 0.2	Unit D	9.8	25	40	55	0.49	0.63	0.91	0	0.5	0.75	30	34	38
1.65	2.71	Overlying firm CLAY	0.2 - 3.2	Unit B1	8.8												
		Stiff to very stiff CLAY	0.0 - 3.4	Unit B2	9.4				0.32	0.33	0.41	0	0.43	0.64			
2.71	5.87	Loose SAND, Becoming dense with depth	0.0 - 1.2	Unit C	9.3	25	40	60	0.50	0.64	0.91	0	0.5	0.75	30	34	38
		Soft to firm CLAY	> 12	Unit B2	9.8												
5.87	7.81	V.ener of SiltySAND	0.0 - 0.2	Unit D	9.8	25	40	55	0.49	0.63	0.91	0	0.5	0.75	30	34	40
		Overlying firm CLAY	0.2 - 3.2	Unit B1	8.8												
7.81	8.98	Loose SAND, Becoming dense with depth	0.0 - 1.2	Unit C	9.3	25	40	60	0.50	0.64	0.91	0	0.5	0.75	30	34	38
		Soft to firm CLAY	> 12	Unit B2	9.8												
165	2.71	Stiff to very stiff CLAY	0.0 - 3.4	Unit B2	9.4				0.32	0.33	0.41	0	0.43	0.64			

5.1.4 Data Kapal Seismic

Data kapal seismic merupakan data kapal yang digunakan untuk penembakan airgun pada laut yang berisi spesifikasi kapal serta informasi tentang kapal *seismic* lainnya. Berikut ini pada **Table 5.10** dan **Tabel 5.11**.

Tabel 5 10 Data Kapal Seismic

Vessel Particular	
	Requested Information
Name of Vessel	" Sea Horse"
Type of vessel (include detail of any special features)	Crew Boat / Sea Truck
Previous name(s)	None
Vessel owner operator	
Name	PT. Pelayaran Teluk Bajau, Cipta Sejahtera
Address	Jl. Jenderal Sudirman No. 429, Balikpapan, East Kalimantan, Indonesia
Tel	62542763648
Fac	62542763434
Email	ptbcs.sejahtera@gmail.com
Date current vessel owner/operator assumed responsibility	
Manning Agent	Same As Above
Address	
Tel	
Fac	
Flag (if the vessel has change flag within the past six months, report date of change and previous flag)	Indonesia
Port of registry	Samarinda
Classification society (If the vessel has changed class within the past six months, reports date of change and previous classification society)	Sell under progress of issuance
Class ID Number	Not Applicable
Workboat certificate details	
Issued	
Issued by	
Valid Until	
Category	Category
Last annual exam (valid if issued past 15 months)	None
Total allowance number of person on board (PoB)	20 Passenger And 2 ship crew

Tabel 5 11 Ukuran Kapal Seismic

Additional Comments/observations		
Vessel particulars		Unit
LOA	11.75	m
Breadth	3.35	m
Depth	1.7	m
Draft	0.7	m
GT/NT	20/6	
Hull	V-shape Aluminium Mono Hull	
Capacity	20 Passengers + 2 Crew	
Cargo Space	Unknown	
Engine	2 Units of 6 cylinder cummins 68 TA 5.9 m of 315 hp each	
Propulsion	2 unit of Hamilton HJ-274 water jet system	
Fuel tank capacity	1000	liters
FW capacity	200	liters
Navigation and commication Equipment		
Table Compass	Rtone	
GPS	Fitted	
Radar	Not Fitted	
VHF Radio	Provide	
SSB	Not Fitted	
Hom	Yes	
Search light	Yes	
Navigations light	Yes	
Fog Light	Yes	
Fire Extnguisher	1 x 6.6 kg CO2 FE engine compartment, 1x9.0 liters Foam Portable FE	
Other	Window Wiper and electric bilge pump	
Mooring Fiftings	Bolards, anchor	

5.2 Analisis Tegangan Pipa

Analisis tegangan pipa adalah suatu metode terpenting untuk meyakinkan dan menetapkan secara numerik bahwa sistem perpipaan dalam *engineering* adalah aman, atau suatu cara perhitungan tegangan (*stress*) pada pipa yang diakibatkan oleh beban statis dan beban dinamis yang merupakan efek resultan dari gaya gravitasi, perubahan temperatur, tekanan di dalam dan di luar pipa, perubahan jumlah debit fluida yang mengalir di dalam pipa dan pengaruh gaya seismik.

Untuk mnghitung tegangan pipa harus ada data pipa dahulu, data pipa berupa :

1. GENERAL DATA

- a. Max Operating Pressure : 2810 psi
- b. Temperature Condition
 - Maximum Operating Temperature : 86.18 ⁰F 30.1 C
 - Minimum Operating Temperature : 82.04 ⁰F 27.8 C
 - Temperature at time of installation* : 84.2 ⁰F 29 C
 - *Average ground temperature @1m burial depth
- c. Dimensions of Lines Pipe
 - Spesification : API 5L X65 PSL 2
 - Nominal Diameter : 22.4 in
 - Wall Thickness : 0.689 in
 - Specified Minimum Yield Strength : 65300 psi
- d. Surrounding Soil Condition
 - Soil unit weight : 85 lb/ft³
 - : 0.049 lb/in³
 - Soil type : soft clays or loose sand
 - Modulus of soil reaction (E') : 0.5 kips/in²
 - Reselient modulus (Er) : 5 kips/in²
 - It is recommended in API RP 1102 to use the above soil conditions when soil condition is unknown and no soil investigation has not been performed.
- e. Design Factors
 - Class 1 (Division 2) : 0.8

General Data

Location	:	Papua			
From	:	Plant			
To	:	Jetty Head			
Content	:	LNG			
Material Specification/Sch	:	API 5L X65 PSL 2			
SMYS	:	65300	psi		
Nominal Diameter	:	22.402	inches	569	mm
Outside Diameter	:	24.016	inches	610	mm
Inside Diameter	:	22.402	inches	569	mm
Thickness Nominal	:	0.689	inches	17.5	mm
Tipe Joint	:	ERW			
Dept Pipe	:	20	m		
Design Factor	:	0.75			
Temperature Derating Factor	:	1			

Definition

P	:	Maximal Operation Pressure, psig
t	:	Wall Thickness Pipe, inches
S or SMYS	:	Specified Minimum Yield Strength, psi
D	:	Outside Diameter, inch
T	:	Temperature Derating Factor
E	:	Longitudinal joint diameter of pipe, inches
F	:	Design Factor

Formula (Refer to ASME B31.8)

$$P = \frac{2 S t F E T}{D}$$
$$= 2810.04 \text{ psi}$$

Where,

F = 0.75 (constant)

E = 1.00 (constant)

T = 1.00 (constant)

(5.1)

Untuk Analisa teganagn pipa ini berkaitan dnegan posisi pia yang berada dibawah laut atau dibawah *seabed*. Sehingga terdapat tekanan yang terjadi pada pipa. Berikut adalah komponen-komponen *stress* yang dihitung pada pipa:

a) *Circumferential Stress*

Dalam *Circumferential Stress* dipengaruhi oleh beberapa komponen berikut:

- ✓ *Circumferential stress* dikarenakan beban tanah (*earth load*)

$$S_{He} = K_{He} B_e E_e \gamma D \quad (5.2)$$

Dimana,

S_{He} = *Circumferential stress due to earth load*

K_{He} = *Stiffnes factor for circumferential stress*

B_e = *Burial factor for earth load circumferential stress*

E_e = *Excavation factor for earth load*

γ = *Soil unit weight*

D = *Pipe outside diameter*

$$S_{He} = 1657.2 \text{ psi}$$

- ✓ *Circumferential stress* dikarenakan *internal pressure*

$$S_{Hi} = \frac{\rho (D - t_w)}{2 t_w} \quad (5.3)$$

Dimana,

S_{Hi} = *Circumferential stress due to internal pressure*

ρ = *Maximum operating pressure*

D = *Pipe outside diameter*

t_w = *Wall thickness*

$$S_{Hi} = 48982 \text{ psi}$$

- ✓ *Maximum circumferential stress*

$$S_1 = S_{He} + S_{Hi} \quad (5.4)$$

$$S_1 = 50639 \text{ Psi}$$

b) *Longitudinal Stress*

Dalam *Longitudinal Stress* dipengaruhi oleh komponen berikut:

- ✓ *Maximum longitudinal stress*

$$S_2 = E_s \alpha T (T_2 - T_1) + V_s (S_{He} + S_{Hi}) \quad (5.5)$$

Dimana,

E_s = Young's modulus of steel

αT = Coefficient of thermal expansion of steel

T_2 = Maximum or minimum operating temperature

T_1 = Temperature at time of installation

V_s = Poisson ratio of steel

S_{He} = Circumferential stress due to earth load

S_{Hi} = Circumferential stress due to internal pressure

$$S_2 = 15191 \text{ psi}$$

c) Radial Stress

Dalam Radial Stress dipengaruhi oleh internal pressure.

$$S_3 = -P \quad (5.6)$$

Dimana,

S_3 = Radial stress

$-P$ = MOP (Maximum Operating Pressure)

$$S_3 = -2810 \text{ psi}$$

Sedangkan untuk Total Effective Stress dari pipa tersebut

The total effective stress S_{eff} is calculated from the following

$$S_{eff} = \sqrt{\frac{1}{2}[(S_1 - S_2)^2 + (S_2 - S_3)^2 + (S_3 - S_1)^2]}$$

where,

$$S_1 = \text{Maximum circumferential stress} = 50639 \text{ psi}$$

$$S_2 = \text{Maximum longitudinal stress at } T_2 = 86.18^\circ\text{F} = 15193 \text{ psi}$$

$$S_2 = \text{Maximum longitudinal stress at } T_2 = 82.04^\circ\text{F} = 15191 \text{ psi}$$

$$S_3 = \text{Maximum radial stress} = -2810 \text{ psi}$$

$$S_{eff} = \text{The total effective stress } S_{eff} \text{ at } T_2 = 86.18^\circ\text{F} = 47103 \text{ psi}$$

$$S_{eff} = \text{The total effective stress } S_{eff} \text{ at } T_2 = 82.04^\circ\text{F} = 47103 \text{ psi}$$

$$\text{The total effective stress } S_{eff} \text{ is taken as} = 47103 \text{ psi}$$

Setelah itu kita akan membandingkan dengan circumferential stress (Barlow formula) dan total effective stress.

Barlow formula

$$S_{Hi}(\text{Barlow}) = \frac{pD}{2t_w}$$

where,

p	=	Maximum operating pressure	=	2810.04	psi
D	=	Pipe outside diameter	=	24.02	in
t _w	=	Wall thickness for class 1 division 2	=	0.689	in
S _{Hi}	=	Circumferential stress due to internal pressure	=	48982	psi

The check for the safety at internal preesurization is accomplished by assuring that the circumferential stress due to internal pressure calculated by Barlow formula is less than the factored specified minimum yield strength.

Stress level is acceptable if

$$S_{Hi}(\text{Barlow}) \leq F \times E \times SMYS$$

where,

F	=	Design factor, for class 1 division 2	=	0.8	
E	=	Longitudinal joint factor	=	1	
SMYS	=	Specified minimum yield strength	=	65300	psi
F x E x SMYS			=	52240	

Since $S_{Hi}(\text{Barlow}) \leq F \times E \times SMYS$ then $S_{Hi}(\text{Barlow})$ is = acceptable

Total Effective Stress

Stress level is acceptable if

$$S_{eff} \leq F \times SMYS$$

where,

F	= Design factor, for class 1 division 2	=	0.8
$SMYS$	= Specified minimum yield strength	=	65300
		$F \times SMYS$	= 52240
		S_{eff}	= 47103

Since $S_{eff} \leq F \times E \times SMYS$ then S_{eff} is = acceptable

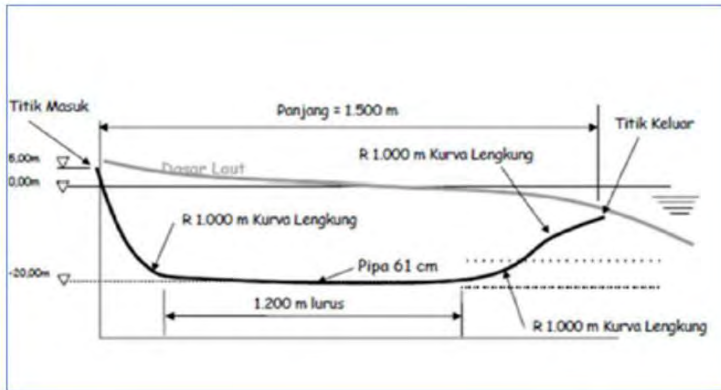
5.3 Software Geoslope

GEO-SLOPE adalah sebuah paket aplikasi untuk pemodelan geoteknik dan geo-lingkungan. Software ini melingkupi SLOPE/ W, SEEP / W, SIGMA / W, QUAKE/ W, TEMP / W, dan CTRAN / W. Yang sifatnya terintegrasi sehingga memungkinkan untuk menggunakan hasil dari satu produk ke dalam produk yang lain. Ini unik dan fitur yang kuat sangat memperluas jenis masalah yang dapat dianalisis dan memberikan fleksibilitas untuk memperoleh modul seperti yang dibutuhkan untuk proyek yang berbeda.

Untuk proses Geotechnical Analysis pada tugas akhir ini menggunakan Geoslope QUAKE/W. QUAKE / W adalah salah satu software yang digunakan untuk menganalisis tekanan geoteknik dengan menjalarkan tekanan dari atas ke bawah. QUAKE / W adalah salah satu software yang digunakan untuk menganalisis gerakan dinamis dari struktur bumi hingga menyebabkan gempa bumi. QUAKE / W sangat cocok sekali untuk menganalisis perilaku dinamis dari bendungan timbunan tanah, tanah dan kemiringan batuan, daerah di sekitar tanah horizontal dengan potensi tekanan pori-air yang berlebih akibat gempa bumi.

Program komputer QUAKE/W adalah software Finit Elemen Geoteknik yang digunakan untuk analisis dinamik pada timbunan tanah yang mengalami gempa bumi juga pada kasus akibat pembebanan tiba-tiba seperti akibat ledakan dinamik atau pemancangan tiang. QUAKE/W bagian dari Geostudio yang terhubung sepenuhnya dengan SLOPE/W, SEEP/W dan SIGMA/W.

Untuk mengetahui seberapa besar pengaruh aktivitas *survey seismic* pada daerah pipa gas bawah laut dilakukan pemodelan dengan menggunakan software geoslope, pada variasi kedalaman pipa antara 0-20 m dibawah *seabed* dan diatas *seabed*, letak pipa pada **Gambar 20**.

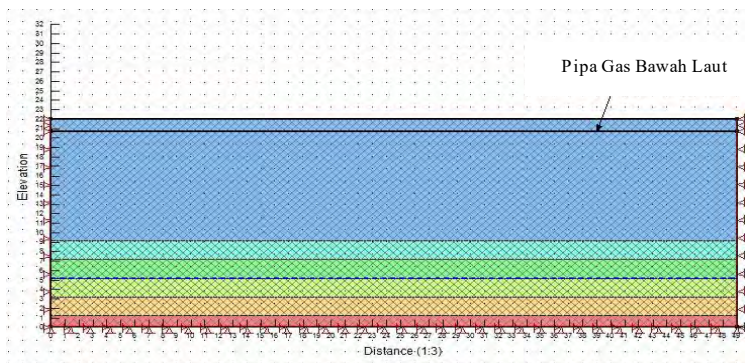


Gambar 20 Lektak Pipa Gas Bawah Laut

a. Permodelan dibawah seabed (20 m dari seabed)

Untuk selanjutnya didapatkan gamabaran Counter (klik *switches to the CONTOUR view to display computed result*) pada pipa diawah seabed (20 m dari seabed). Maka didapat output kontur yang keluar adalah sebagai berikut pada **Gambar 21** dan **Gambar 22**.

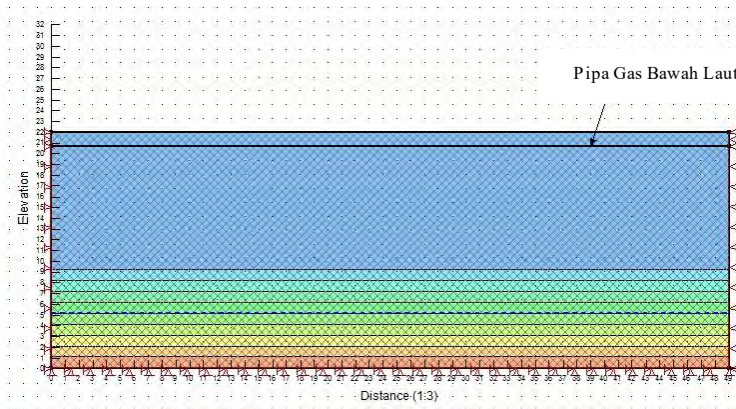
a. Pressure Head



Gambar 21 Hasil Permodelan saat Pressure Head 20 m

Dari tampilan diatas menunjukan bahwa saat tekanan itu terjadi pada permukaan yang ada maka pada pipa yang terletak pada jarak < 2 m mengalami kondisi ALARP (warna kuning) sedang selebihnya pipa pada jarak > 2 m sampai 20 m mengalami kondisi aman.

b. Pore- Water Pressure



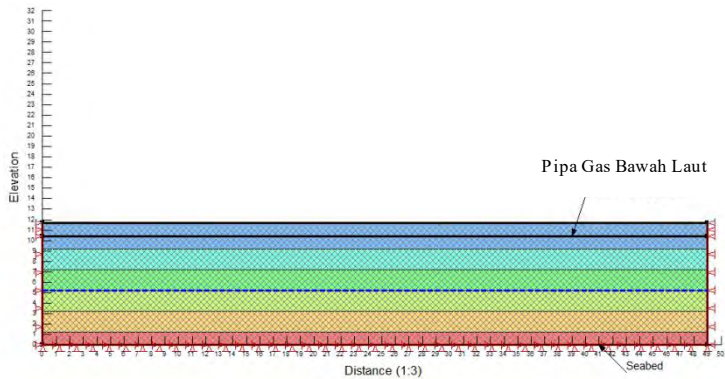
Gambar 22 Hasil Permodelan saat Pore-Water Pressure 20 m

Dari tampilan diatas menunjukan bahwa saat tekanan itu terjadi pada permukaan dan tekanan air maka pada pipa yang terletak pada jarak < 2 m mengalami kondisi ALARP (warna kuning) sedang selebihnya pipa pada jarak > 2 m sampai 20 m mengalami kondisi aman.

b. Permodelan dibawah seabed (10 m dari seabed)

Untuk selanjutnya didapatkan gamabaran Countor (klik *switches to the CONTOUR view to display computed result*) pada pipa diawah seabed (10 m dari seabed). Maka didapat output kontur yang keluar adalah sebagai berikut pada **Gambar 23** dan **Gambar 24** .

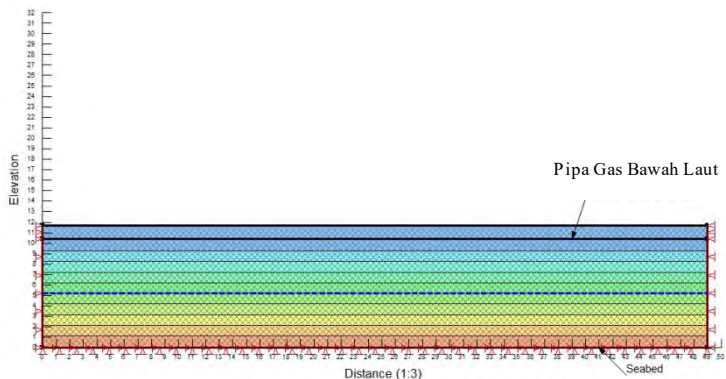
a. Pressure Head



Gambar 23 Hasil Permodelan saat Pressure Head 10 m

Dari tampilan diatas menunjukan bahwa saat tekanan *pressure head* itu terjadi pada permukaan *seabed* pipa berada di 10 m dari seabed maka pada pipa tersebut mengalami kondisi aman.

b. Pore- Water Pressure



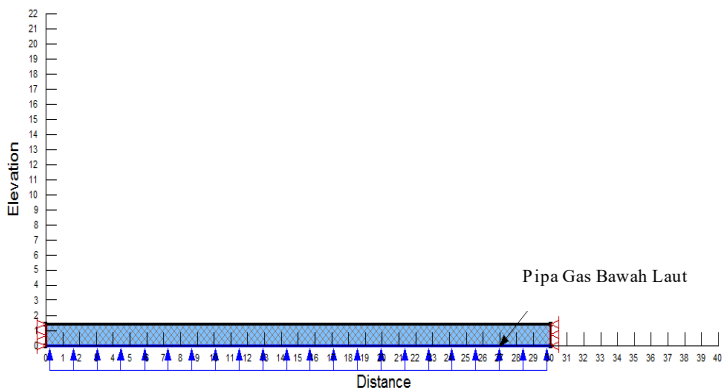
Gambar 24 Hasil Permodelan saat Pore-Water Pressure 10 m

Dari tampilan diatas menunjukan bahwa saat tekanan *pore – water pressure* itu terjadi pada permukaan *seabed* pipa berada di 10 m dari seabed maka pada pipa tersebut mengalami kondisi aman.

c. Permodelan diatas Seabed

Untuk selanjutnya didapatkan gamabaran Countor (klik *switcnes to the CONTOUR view to display computed result*) pada pipa diatas *seabed*. Maka didapat output kontur yang keluar adalah sebagai berikut pada **Gambar 25** dan **Gambar 26** .

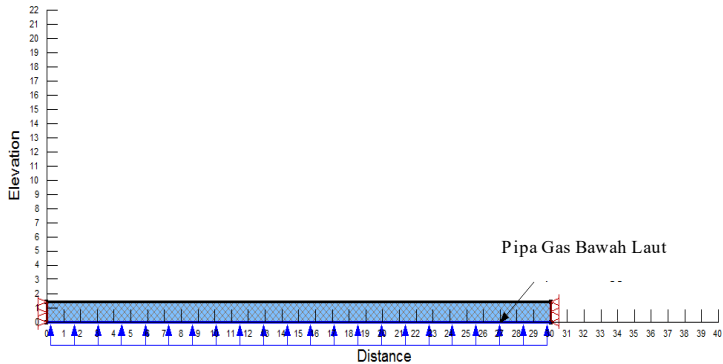
a. Pressure Head



Gambar 25 Hasil Permodelan saat *pressure head* diatas *seabed*

Dari tampilan diatas menunjukan bahwa saat tekanan *pressure head* itu terjadi pada permukaan pipa diatas seabed maka pada pipa tersebut mengalami kondisi aman dikarena adanya pelindung (*coating*) dari pipa tersebut.

b. Pore-water Pressure



Gambar 26 Hasil Permodelan saat Pore-Water diatas *seabed*

Dari tampilan diatas menunjukkan bahwa saat tekanan *pore-water pressue* itu terjadi pada permukaan pipa diatas seabed maka pada pipa tersebut mengalami kondisi aman dikarena adanya pelindung (*coating*) dari pipa tersebut.

Sehinga dapat disimpulkan dalam pada penelitian ini denagan metode *Geotechnical Analysis* dengan menggunakan *software Geoslope*, penilaian risiko pada proses *survey seismic* dikatakan aman (*acceptable*) pada pipa 2-20 m dibawah *seabed* atau pipa diatas *seabed* dengan menggunakan *coating* dan dapat dilakukan proses selanjutnya untuk pembangunan sumur gas baru.

Lampiran A
Risk Modelling Pipa Gas Bawah Laut

PIPA GAS BAWAH LAUT

DATA PIPA

Parameter		Value	Unit
NPS		24	
Nominal OD		610	mm
Nominal Wall Thickness		17.5	mm
Internal Cladding	Type	316L	
	Thickness	3	mm
Internal Diameter		569	mm
Corrosion Allowance		NIL	mm
C-Mn Density		7850	kg/m3
Clad Density		7980	kg/m3
Corrosion Coating Cutback		220	mm
Concrete Coating Cutback		480	mm
Average Joint Pipe Length		12.2	mm
Coating Thickness (3LPP)		3.2	mm
Concrete Coating Density		3040	kg/m3
Field Joint Material (HDPU)		1017	kg/m3

Parameter	Route Assessment				
	Pipeline		Subsea Cable		
	WDA-ROA	ROA-ORF	WDA-ROA	ROA - ORF	WDA-ORF
Length	16.22 km	11.96	16.52 km	12.10 km	28.41 km
HDD Length	N/A	2.1 km	N/A	2.1 km	2.1 km
Water Depth (Offshore to HDD exit) (Below LAT)	70.6 m to 33.7 m	42.6 m to 12 m	70.7 m to 35.5 m	42.1 m to 12.0 m	71.0 m to 12.0 m
Pipeline/Subsea Cable length from HDD exit point to 13 m below LAT which requires burial in accordance with KEPMEN 300K/38/M.PE/1997	N/A	0.52 km	N/A	0.46 km	0.47 km
Minimum radius of curvature	2000 m	2000 m	2000 m	2000 m	2000 m
Minimum distance to shipping channel	N/A	306 m	N/A	338 m	376 m

Item	Function	Size	Cores	Length (km)
WDA - ROA				
A1	Power	95 mm2	3	16.22
A2	Control	6 mm2	3	
B3	Fiber Optic	9.3/125um	2x48	
ROA - ORF				
B1	Power	95 mm2	3	11.96
B2	Control	6 mm2	3	
B3	Fiber Optic	9.3/125um	2x48	
WDA - ORF				
C1	Power	95 mm2	3	28.41
C2	Control	6 mm2	3	
C3	Fiber Optic	9.3/125um	2x48	

DATA LINGKUNGAN PIPA

Depth	Radial Marine Growth	Density	Parameter	Value	Units
Seabed to MSL	75 mm (3 inch) on radius	1233 kg/m3	Min. Temperature	27.8	C
			Max Temperature	30.1	C
			Density	1019	kg/m3
			Resistivity	0.18	ohm.m

Tidal Description	Vaue aove LAT (m) (LAT=0m)		
	Area 2, 7, 9a	Area 8a, 9b	Area 8b, 9c
Highest Astronomical Tide (HAT)	3.94	4.08	4.74
Mean High Water Spreings (MHWS)	3.24	3.78	3.92
Mean High Waater Neap (MHWN)	2.65	2.64	3.32
Mean Sea Level (MSL)	2.1	2.23	2.53
Mean Low Water Neap (MLWN)	1.72	2.07	1.85
Mean Low Water Springs (MLWS)	0.81	0.45	0.89

[illegible]

[illegible]

DATA KAPAL

Vessel Type	Max GRT/DWT	Anchor Weight (kg)	Anchor Width (m)	Anchor Fluke Length	Max. Vessel Dimension (m)			
					L	B	T	H
Kapal Seismic "Sea Horse"	20	300	0.84	0.60	11.0	3.4	1.7	0.7
General Purpose	250	200	0.74	0.53	26.0	8.0	2.4	3.0

HAZARD IDENTIFICATION

Untuk Pipa dibawah *Seabed*

Ship Type	Threat Description						
	Installation				Operation		
	Drop ped	Dropped Anchor	Dragged Anchor	Ship Sinking	Dropped Anchor	Dragged Anchor	Ship Sinking
Kapal Seismic "Sea Horse"	x	x	x	x	x	x	x
General Purpose Vessel (Tug)	x	x	x	x	x	x	x

Untuk Pipa diatas *Seabed*

Ship Type	Threat Description						
	Installation				Operation		
	Drop ped	Dropped Anchor	Dragged Anchor	Ship Sinking	Dropped Anchor	Dragged Anchor	Ship Sinking
Kapal Seismic "Sea Horse"	v	v	v	v	v	v	v
General Purpose Vessel (Tug)	x	v	v	v	v	v	v

DROPPED ANCHOR						
Kapal Seismic						
Step	Equation	Keterangan	Unit	Lama Kerja Kapal per hari (hr)		
				8	16	24
A	-	Panjang kapal	m	11.75	11.75	11.75
B	-	Lebar Kapal	m	3.35	3.35	3.35
C	-	Total Durasi Instalasi	days	10	10	10
D	-	Outside Diameter	m	0.61	0.61	0.61
E	-	Maximum Insulation and concrete thickness	m	0.08	0.08	0.08
F	-	Tatal Operasi kapal per hari	hr	8	16	24
			s	28800	57600	86400
G	-	Jumlah kapal yang beroperasi	times	2	2	2
H	CXxfxG	Total waktu yang kapal bekerja diatas pipa	s	576000	1152000	1728000
I	-	Lebar Jangkar	m	0.84	0.84	0.84
J	$D + 2E + 2I$	Lebar CADZ	m	2	2	2
K	-	Panjang pipa di anchorage area	m	1500	1500	1500
L	(J/K)	Ratio Kapal di CADZ	-	1.63E-03	1.63E-03	1.63E-03
M	H x L	Total waktu kapal melintas di CADZ	s	941	1882	2822
N	-	Total waktu dalam satu tahun	s	31536000	31536000	31536000
O	M/N	Peluang kapal di CADZ per tahun	-	2.98E-05	5.97E-05	8.95E-05
P	-	Peluang kapal menjatuhkan jangkar	-	5%	5%	5%
Q	OxP	Peluang kapal menjatuhkan jangkar di CADZ per tahun	-	1.49E-06	2.98E-06	4.47E-06
			LEVEL			
			I	I	I	I

DRAGGED ANCHOR						
Kapal Seismic		Keterangan	Unit	Lama Kerja Kapal per hari (hr)		
Step	Equation			8	16	24
A	-	Panjang kapal	m	11.75	11.75	11.75
B	-	Lebar Kapal	m	3.35	3.35	3.35
C	-	Total Durasi Instalasi	days	10	10	10
D	-	Outside Diameter	m	0.61	0.61	0.61
E	-	Maximum Insulation and concrete thickness	m	0.08	0.08	0.08
F	-	Tatal Operasi kapal per hari	hr	8	16	24
			s	28800	57600	86400
G	-	Jumlah kapal yang beroperasi	times	2	2	2
H	CXxFxG	Total waktu yang kapal bekerja diatas pipa	s	576000	1152000	1728000
I	-	Anchor Fluke Length	m	0.60	0.60	0.60
J	27 x I	Lebar CADRZ	m	16	16	16
K	-	Panjang pipa di anchorage area	m	1500	1500	1500
L	(J/K)	Ratio Kapal di CADRZ	-	1.08E-02	1.08E-02	1.08E-02
M	H x L	Total waktu kapal melintas di CADRZ	s	6221	12442	18662
N	-	Total waktu dalam satu tahun	s	31536000	31536000	31536000
O	M/N	Peluang kapal di CADRZ per tahun	-	1.97E-04	3.95E-04	5.92E-04
P	-	Peluang pipa terseret jangkar	-	4%	4%	4%
Q	OxP	Peluang kapal terseret jangkar di CADRZ per tahun	-	7.89E-06	1.58E-05	2.37E-05
LEVEL				1	2	2

SINKING VESSEL						
Kapal Seismic						
Step	Equation	Keterangan	Unit	Lama Kerja Kapal per hari (hr)		
				8	16	24
A	-	Panjang kapal	m	11.75	11.75	11.75
B	-	Lebar Kapal	m	3.35	3.35	3.35
C	-	Total Durasi Instalasi	days	10	10	10
D	-	Outside Diameter	m	0.61	0.61	0.61
E	-	Maximum Insulation and concrete thickness	m	0.08	0.08	0.08
F	-	Total Operasi kapal per hari	hr	8	16	24
			s	28800	57600	86400
G	-	Jumlah kapal yang beroperasi	times	2	2	2
H	CXxFxG	Total waktu yang kapal bekerja diatas pipa	s	576000	1152000	1728000
I	2B+2E+D	Lebar CSZ	m	7	7	7
J	-	Panjang pipa di anchorage area	m	1500	1500	1500
K	(I/J)	Ratio Kapal di CSZ	-	4.98E-03	4.98E-03	4.98E-03
L	H xK	Total waktu kapal melintas di CSZ	s	2868	5737	8605
M	-	Total waktu dalam satu tahun	s	31536000	31536000	31536000
N	LM	Peluang kapal di CSZ per tahun	-	9.10E-05	1.82E-04	2.73E-04
O	-	Peluang kapal kapal tenggelam	-	0.23%	0.23%	0.23%
P	NxO	Peluang kapal kapal tenggelam di CSZ per tahun	-	2.09E-07	4.18E-07	6.28E-07
LEVEL				1	1	1

DROPPED ANCHOR						
GPV (tug)						
Step	Equation	Keterangan	Unit	Lama Kerja Kapal per hari (hr)		
				8	16	24
A	-	Panjang kapal	m	26,00	26,00	26,00
B	-	Lebar Kapal	m	8,00	8,00	8,00
C	-	Total Durasi Instalasi	days	10	10	10
D	-	Outside Diameter	m	0,61	0,61	0,61
E	-	Maximum Insulation and concrete thickness	m	0,08	0,08	0,08
F	-	Tatal Operasi kapal per hari	hr	8	16	24
			s	28800	57600	86400
G	-	Jumlah kapal yang beroperasi	times	2	2	2
H	CXxfxG	Total waktu yang kapal bekerja diatas pipa	s	576000	1152000	1728000
I	-	Lebar Jangkar	m	0,74	0,74	0,74
J	D + 2E + 2I	Lebar CADZ	m	2	2	2
K	-	Panjang pipa di anchorage area	m	1500	1500	1500
L	(J/K)	Ratio Kapal di CADZ	-	1,50E-03	1,50E-03	1,50E-03
M	H x L	Total waktu kapal melintas di CADZ	s	864	1728	2592
N	-	Total waktu dalam satu tahun	s	31536000	31536000	31536000
O	M/N	Peluang kapal di CADZ per tahun	-	2,74E-05	5,48E-05	8,22E-05
P	-	Peluang kapal menjatuhkan jangkar	-	5%	5%	5%
Q	OxP	Peluang kapal menjatuhkan jangkar di CADZ per tahun	-	1,37E-06	2,74E-06	4,11E-06
			LEVEL			
			1	1	1	1

DRAGGED ANCHOR						
GPV (tug)						
Step	Equation	Keterangan	Unit	Lama Kerja Kapal per hari (hr)		
				8	16	24
A	-	Panjang kapal	m	26,00	26,00	26,00
B	-	Lebar Kapal	m	8,00	8,00	8,00
C	-	Total Durasi Instalasi	days	10	10	10
D	-	Outside Diameter	m	0,61	0,61	0,61
E	-	Maximum Insulation and concrete thickness	m	0,08	0,08	0,08
F	-	Tatal Operasi kapal per hari	hr	8	16	24
			s	28800	57600	86400
G	-	Jumlah kapal yang beroperasi	times	1	1	1
H	CXxFxG	Total waktu yang kapal bekerja diatas pipa	s	288000	576000	864000
I	-	Anchor Fluke Length	m	0,53	0,53	0,53
J	27 x I	Lebar CADRZ	m	14	14	14
K	-	Panjang pipa di anchorage area	m	1500	1500	1500
L	(J/K)	Ratio Kapal di CADRZ	-	9,54E-03	9,54E-03	9,54E-03
M	H x L	Total waktu kapal melintas di CADRZ	s	2748	5495	8243
N	-	Total waktu kapal dalam satu tahun	s	31536000	31536000	31536000
O	M/N	Peluang kapal di CADRZ per tahun	-	8,71E-05	1,74E-04	2,61E-04
P	-	Peluang pipa terseret jangkar	-	4%	4%	4%
Q	OxP	Peluang kapal terseret jangkar di CADRZ per tahun	-	3,48E-06	6,97E-06	1,05E-05
LEVEL				1	1	2

SINKING VESSEL									
GPV (tug)									
Step	Equation	Keterangan	Unit	Lama Kerja Kapal per hari (hr)					
				8	16	24			
A	-	Panjang kapal	m	26.00	26.00	26.00			26.00
B	-	Lebar Kapal	m	8.00	8.00	8.00			8.00
C	-	Total Durasi Instalasi	days	10	10	10			10
D	-	Outside Diameter	m	0.61	0.61	0.61			0.61
E	-	Maximum Insulation and concrete thickness	m	0.08	0.08	0.08			0.08
F	-	Tatal Operasi kapal per hari	hr	8	16	24			24
			s	28800	57600	86400			
G	-	Jumlah kapal yang beroperasi	times	1	1	1			1
H	CXxFxG	Total waktu yang kapal bekerja diatas pipa	s	288000	576000	864000			
I	2B+2E+D	Lebar CSZ	m	17	17	17			17
J	-	Panjang pipa di anchorage area	m	1500	1500	1500			1500
K	(I/J)	Ratio Kapal di CSZ	-	1.12E-02	1.12E-02	1.12E-02			1.12E-02
L	H xK	Total waktu kapal melintas di CSZ	s	3220	6440	9660			
M	-	Total waktu kapal dalam satu tahun	s	31536000	31536000	31536000			
N	L/M	Peluang kapal di CSZ per tahun	-	1.02E-04	2.04E-04	3.06E-04			
O	-	Peluang kapal kapal tenggelam	-	0.23%	0.23%	0.23%			0.23%
P	NxO	Peluang kapal kapal tenggelam di CSZ per tahun	-	2.35E-07	4.70E-07	7.04E-07			
			LEVEL						
				I	I	I			I

DROPPED ANCHOR									
Kapal Seismic									
Simbol	Equation	Keterangan	Unit	Kecepatan Kapal (knot)					
				2.5	5	7.5			
A	-	Panjang kapal	m	11.75	11.75	11.75			
B	-	Lebar Kapal	m	3.35	3.35	3.35			
C	-	Diameter luar pipa	mm	610	610	610			
			m	0.61	0.61	0.61			
D	-	Kecepatan kapal	m/s	1.286	2.572	3.858			
E	-	Panjang pipa di anchorage area	m	1500	1500	1500			
F	-	Lebar Jangkar	m	0.84	0.84	0.84			
G	$(2x^2)+C$	Lebar CADZ	m	2.29	2.29	2.29			
H	F x G	Luas CADZ	m ²	3435	3435	3435			
I	A x B	Luasan proyeksi kapal	m ²	39.3625	39.3625	39.3625			
J	I/H	Rasio luasan kapal & CADZ	-	0.011	0.011	0.011			
K	-	Jumlah kapal datang bersamaan	kapal	2	2	2			
L	J x K	Rasio total luasan kapal	-	0.023	0.023	0.023			
M	$(A+G)/D$	Waktu kapal melintas CADZ	s	10.917	5.458	3.639			
N	L x M	Total waktu kapal melintas 1 hari	s	0.250	0.125	0.083			
O	-	Waktu 1 hari	s	86400	86400	86400			
P	N/O	Peluang kapal bersama di CADZ 1 hari	-	2.90E-06	1.45E-06	9.65E-07			
Q	365 x P	Peluang kapal di CADZ per tahun	-	1.06E-03	5.28E-04	3.52E-04			
R	-	Peluang kapal menjatuhkan jangkar	-	5%	5%	5%			
S	Q x R	Peluang kapal menjatuhkan jangkar di CADZ per tahun	-	5.28E-05	2.64E-05	1.76E-05			
LEVEL				2	2	2			

DRAGGED ANCHOR						
Kapal Seismic						
Simbol	Equation	Keterangan	Unit	Kecepatan Kapal (knot)		
				2.5	5	7.5
A	-	Panjang kapal	m	11.75	11.75	11.75
B	-	Lebar Kapal	m	3.35	3.35	3.35
C	-	Diameter luar pipa	mm	610	610	610
			m	0.61	0.61	0.61
D	-	Kecepatan kapal	m/s	1.286	2.572	3.858
E	-	Panjang pipa di anchorage area	m	1500	1500	1500
F	-	Lebar fluke jangkar	m	0.60	0.60	0.60
G	27x F	Lebar CADZ	m	16.2	16.2	16.2
H	(27 x F)/x G	Luas CADZ	m ²	24300	24300	24300
I	A x B	Luasan proyeksi kapal	m ²	39.3625	39.3625	39.3625
J	I/H	Rasio luasan kapal & CADRZ	-	0.002	0.002	0.002
K	-	Jumlah kapal datang bersamaan	kapal	2	2	2
L	J x K	Rasio total luasan kapal	-	0.003	0.003	0.003
M	(A+G)/D	Waktu kapal melintas CADRZ	s	21.732	10.866	7.244
N	L x M	Total waktu kapal melintas 1 hari	s	0.070	0.035	0.023
O	-	Waktu 1 hari	s	86400	86400	86400
P	N/O	Peluang kapal bersama di CADRZ 1 hari	-	8.15E-07	4.07E-07	2.72E-07
Q	365 x P	Peluang kapal di CADRZ per tahun	-	2.97E-04	1.49E-04	9.91E-05
R	-	Peluang kapal menjatuhkan jangkar	-	100%	100%	100%
S	-	Peluang jangkar loss holding capacity	-	4.00%	4.00%	4.00%
T	S x T	Peluang pipa terseret jangkar di CADRZ per tahun	-	1.19E-05	5.95E-06	3.97E-06
			LEVEL			
				2	1	1

SINKING VESSEL						
Kapal Seismic		Keterangan	Unit	Kecepatan Kapal (knot)		
Simbol	Equation			2.5	5	7.5
A	-	Panjang kapal	m	11.75	11.75	11.75
B	-	Kedalaman perairan	m	3.35	3.35	3.35
C	-	Kecepatan kapal	m/s	1.29	2.57	3.86
D	-	Diameter luar pipa	mm	610	610	610
			m	0.61	0.61	0.61
E	-	Maks tebal insulation & concrete pipa	mm	80	80	80
			m	0.08	0.08	0.08
F	(A+D+2E)/C	Waktu melintasi pipa	s	10.21	5.10	3.40
G		Jumlah melintas tahunan	kali	365	365	365
H	FxG	Total waktu per tahun melintasi pipa	s	3726.31	1863.16	1242.10
I	-	Panjang pipa di anchorage area	m	1500	1500	1500
J	2A+D+2E)x	Luas CSZ (Critical Sinking Zone)	m2	36405	36405	36405
K	-	Luas anchorage area	m2	39.3625	39.3625	39.3625
L	J/K	Peluang kapal berada di CSZ	-	924.87	924.87	924.87
M	HxL	Total waktu per tahun kapal di CSZ	s	3446334.8	1723167.4	1148778.3
N	-	Total waktu satu tahun	s	31536000	31536000	31536000
O	M/N	Peluang kapal di CSZ per tahun	-	1.09E-01	5.46E-02	3.64E-02
P	-	Peluang kapal tenggelam selama operasi	-	7.68E-04	7.68E-04	7.68E-04
Q	OxP	Peluang kapal di CSZ akan tenggelam per tahun	-	8.39E-05	4.20E-05	2.80E-05
LEVEL				2	2	2

DROPPED ANCHOR									
GPV (tug)									
Symbol	Equation	Keterangan			Unit	Kecepatan Kapal (knot)			
						2.5	5	7.5	
A	-	Panjang kapal			m	26.00	26.00	26.00	26.00
B	-	Lebar Kapal			m	8.00	8.00	8.00	8.00
C	-	Diameter luar pipa			mm	610	610	610	610
					m	0.61	0.61	0.61	0.61
D	-	Kecepatan kapal			m/s	1.286	2.572	3.858	3.858
E	-	Panjang pipa di anchorage area			m	1500	1500	1500	1500
F	-	Lebar Jangkar			m	0.74	0.74	0.74	0.74
G	(2xF)+C	Lebar CADZ			m	2.09	2.09	2.09	2.09
H	F x G	Luas CADZ			m ²	3135	3135	3135	3135
I	A x B	Luasan proyeksi kapal			m ²	208	208	208	208
J	I/H	Rasio luasan kapal & CADZ			-	0.066	0.066	0.066	0.066
K	-	Jumlah kapal datang bersamaan			kapal	2	2	2	2
L	J x K	Rasio total luasan kapal			-	0.133	0.133	0.133	0.133
M	(A+G)/D	Waktu kapal melintas CADZ			s	21.841	10.921	7.280	7.280
N	L x M	Total waktu kapal melintas 1 hari			s	2.898	1.449	0.966	0.966
O	-	Waktu 1 hari			s	86400	86400	86400	86400
P	N/O	Peluang kapal bersama di CADZ 1 hari			-	3.35E-05	1.68E-05	1.12E-05	1.12E-05
Q	365 x P	Peluang kapal di CADZ per tahun			-	1.22E-02	6.12E-03	4.08E-03	4.08E-03
R	-	Peluang kapal menjatuhkan jangkar			-	5%	5%	5%	5%
S	Q x R	Peluang kapal menjatuhkan jangkar di CADZ per tahun			-	6.12E-04	3.06E-04	2.04E-04	2.04E-04
LEVEL									
						2	2	2	2

DRAGGED ANCHOR						
GPV (tug)		Keterangan	Unit	Kecepatan Kapal (knot)		
Simbol	Equation			2.5	5	7.5
A	-	Panjang kapal	m	26.00	26.00	26.00
B	-	Lebar Kapal	m	8.00	8.00	8.00
C	-	Diameter luar pipa	mm	610	610	610
D	-	Kecepatan kapal	m	0.61	0.61	0.61
E	-	Panjang pipa di anchorage area	m/s	1.286	2.572	3.858
F	-	Lebar fluke jangkar	m	1500	1500	1500
G	27xH (27 x F)x G	Lebar CADZ	m	0.53	0.53	0.53
H	(27 x F)x G	Luas CADZ	m2	14.31	14.31	14.31
I	A x B	Luasan proyeksi kapal	m2	21465	21465	21465
J	l/H	Rasio luasan kapal & CADRZ	-	208	208	208
K	-	Jumlah kapal datang bersamaan	-	0.010	0.010	0.010
L	J x K	Rasio total luasan kapal	kapal	1	1	1
M	(A+G)/D	Waktu kapal melintas CADRZ	-	0.010	0.010	0.010
N	L x M	Total waktu kapal melintas 1 hari	s	31.343	15.671	10.448
O	-	Waktu 1 hari	s	0.304	0.152	0.101
P	N/O	Peluang kapal bersama di CADRZ 1 hari	s	86400	86400	86400
Q	365 x P	Peluang kapal di CADRZ per tahun	-	3.52E-06	1.76E-06	1.17E-06
R	-	Peluang kapal menjatuhkan jangkar	-	1.28E-03	6.42E-04	4.28E-04
S	-	Peluang jangkar loss holding capacity	-	100%	100%	100%
T	S x T	Peluang pipa terseret jangkar di CADRZ per tahun	-	4.00%	4.00%	4.00%
LEVEL				2	2	2

SINKING VESSEL									
GPV (tug)									
Simbol	Equation	Keterangan	Unit	Kecepatan Kapal (knot)					
				2.5	5	7.5			
A	-	Panjang kapal	m	26.00	26.00	26.00			
B	-	Kedalaman perairan	m	8.00	8.00	8.00			
C	-	Kecepatan kapal	m/s	1.29	2.57	3.86			
D	-	Diameter luar pipa	mm	610	610	610			
E	-	Maks tebal insulation & concrete pipa	m	0.61	0.61	0.61			
			mm	80	80	80			
			m	0.08	0.08	0.08			
F	$(A+D+2E)/C$	Waktu melintasi pipa	s	21.29	10.64	7.10			
G		Jumlah melintas tahunan	kali	365	365	365			
H	FxG	Total waktu per tahun melintasi pipa	s	7770.48	3885.24	2590.16			
I	-	Panjang pipa di anchorage area	m	1500	1500	1500			
J	$2A+D+2E)/\pi$	Luas CSZ (Critical Sinking Zone)	m ²	79155	79155	79155			
K	-	Luas anchorage area	m ²	208	208	208			
L	J/K	Peluang kapal berada di CSZ	-	380.55	380.55	380.55			
M	HxL	Total waktu per tahun kapal di CSZ	s	2957078.4	1478539.2	985692.8			
N	-	Total waktu satu tahun	s	31536000	31536000	31536000			
O	M/N	Peluang kapal di CSZ per tahun	-	9.38E-02	4.69E-02	3.13E-02			
P	-	Peluang kapal tenggelam selama operasi	-	7.68E-04	7.68E-04	7.68E-04			
Q	OxP	Peluang kapal di CSZ akan tenggelam per tahun	-	7.20E-05	3.60E-05	2.40E-05			
LEVEL				2	2	2			

HASIL AKHIR PENILAIAN FREKUENSI							
Lama Kerja Kapal per Hari (hr)	Group	Dropped Anchor		Dragged Anchor		Sinking Vessel	
		Frekuensi	Ranking	Frekuensi	Ranking	Frekuensi	Ranking
8	Kapal Seismic	1.49E-06	1	7.89E-06	1	2.09E-07	1
16		2.98E-06	1	1.58E-05	1	4.18E-07	1
24		4.47E-06	1	2.37E-05	1	6.28E-07	1
8	GPV (Tug)	1.37E-06	1	3.48E-06	1	2.35E-07	1
16		2.74E-06	1	6.97E-06	1	4.70E-07	1
24		4.11E-06	1	1.05E-05	2	7.04E-07	1
HASIL AKHIR PENILAIAN FREKUENSI							
Variasi Kecepatan	Group	Dropped Anchor		Dragged Anchor		Sinking Vessel	
		Frekuensi	Ranking	Frekuensi	Ranking	Frekuensi	Ranking
2.5	Kapal Seismic	5.28E-05	2	1.19E-05	2	8.39E-05	2
5		2.64E-05	2	5.95E-06	1	4.20E-05	2
7.5		1.76E-05	2	3.97E-06	1	2.80E-05	2
2.5	GPV (Tug)	6.12E-04	2	5.13E-05	2	7.20E-05	2
5		3.06E-04	2	2.57E-05	2	3.60E-05	2
7.5		2.04E-04	2	1.71E-05	2	2.40E-05	2

Konsekuensi									
Pipa									

No	Parameter	Unit	Nilai
1	Outside Diameter	mm	610
		m	0.61
2	Wall Thickness	mm	17.5
		m	0.0175
3	Tebal Concrete Coating	mm	32
4	SMYS pipa	N/m2	450000000

Jangkar

Group	Lebar Jangkar (m)	Berat Jangkar (kg)	Lebar Fluke Jangkar (m)	Diameter Rantai Jangkar (mm)	Panjang Rantai Jangkar (m)
A	0.84	300	0.6	34	12.5
B	0.74	200	0.53	34	12.5

Absorbed Energy

A. Energi yang dapat diredam oleh pipa

A1. Tanpa coating

(Equation 3, DNV-RP-F107)

$$E = 16 \times \left(\frac{2\pi}{9}\right)^{1/2} \times m_p \times \left(\frac{D}{t}\right)^{1/2} \times D \times \left(\frac{\delta}{D}\right)^{3/2}$$

Dimana:

- m_p = Momen dinding pipa
 $= \frac{1}{4} \times \sigma_y \times t^2$
 $= 34453.125 \text{ N}$
- δ = Kedalaman pipa penyok (meter)
 $= \text{ %}$
- t = Tebal dinding pipa (meter)
 $= 0.0175 \text{ m}$
- σ_y = yield strenght (N/m²)
 $= 450 \text{ MPa} = 4.5\text{E}+08 \text{ N/m2}$
- D = Diameter luar pipa (meter)
 $= 0.61 \text{ m}$

Tanpa Coating

Dent/Diameter	Damage Description	Unit	Value
< 5%	Minor damage	KJ	63.80
10%	Major damage. Leakage anticipated	KJ	180.45
15%	Major damage. Leakage and rupture anticipated	KJ	331.51
20%	Major damage. Leakage and rupture anticipated	KJ	510.39
> 20%	Rupture	KJ	510.39

Dihitung masing-masing sesuai dent/diameter. (Table 4, DNV-RP-F107)

Table 4 Impact capacity and damage classification of steel pipelines and risers								
Dent/ Diameter (%) ¹	Impact energy	Damage description	Conditional probability ²					
			D1	D2	D3	R0	R1	R2
< 5	Eq. (3)	Minor damage.	1.0	0	0	1.0	0	0
5 – 10	Eq. (3)	Major damage. Leakage anticipated	0.1	0.8	0.1	0.9	0.1	0
10 – 15	Eq. (3)	Major damage. Leakage and rupture anticipated.	0	0.75	0.25	0.75	0.2	0.05
15 – 20	Eq. (3)	Major damage. Leakage and rupture anticipated.	0	0.25	0.75	0.25	0.5	0.25
> 20	Eq. (3)	Rupture.	0	0.1	0.9	0.1	0.2	0.7

¹ The energy limits for larger damage (i.e. 15 - 20%) should be carefully assessed as the energy levels might get unrealistic high.
² For definition on damage categories (i.e. D1, D2, etc), see section 1.6.

A2.

Besarnya energi yang mampu ditahan atau diredam oleh pipa setelah dilapisi dengan concrete coating. (Equation 4, DNV-RP-F107)

$$E_k = Y \times b \times h \times X_o$$

Dimana:

E_k = Energi yang diserap concrete coating
 = 55.296 kJ

Y = Tekanan lapisan pipa (N/m^2), sebesar 3-5 kali *cube strenght* untuk berat jenis lapisan normal, atau 5-7 kali *cube strenght* untuk berat jenis lapisan ringan. *Cube strenght* sebesar 35 – 45 Mpa.
 = 120 Mpa = 1.2E+08 N/m^2

b = Lebar dari luasan benda yang menubruk lapisan pipa
 = 0.09 m

h = Kedalaman dari luasan benda yang menubruk lapisan pipa
 = 0.16 m

X_o = Tebal lapisan concrete pipa
 = 0.032 m

Dengan Coating

Dent/Diameter	Damage Description	Unit	Value A
< 5%	Minor damage	KJ	119.09
10%	Major damage. Leakage anticipated	KJ	235.75
15%	Major damage. Leakage and rupture anticipated	KJ	386.80
20%	Major damage. Leakage and rupture anticipated	KJ	565.69
> 20%	Rupture	KJ	565.69

Perbedaan Energi

Ranking	Dent/Diameter (%)	Energi (kJ)	
		No Coating	Coating
1	< 5%	63.80	119.09
2	5 % - 10 %	180.45	235.75
3	10 % - 15%	331.51	386.80
4	15% - 20%	510.39	565.69
5	> 20 %	510.39	565.69

Konsekuensi Dropped Anchor

A3. Terminal Energy

(Equation 15 DNV-RP-F107)

$$E_T = \left(\frac{m \times g}{C_D \times A} \right) \times \left(\frac{m}{\rho_{water}} - V \right)$$

$$= 2.123 \text{ kJ}$$

Dimana:

m	=	berat jangkar, (kg)
	=	300 kg
g	=	kecepatan gravitasi, (9.81 m/s ²)
	=	9.81 m/s ²
V	=	volume jangkar, (m ³)
	=	0.04 m ³
ρ _{water}	=	Berat jenis air laut, (1025 kg/m ³)
	=	1025 kg/m ³
C _D	=	Koefisien Drag jangkar
	=	0.7
A	=	Proyeksi luasan jangkar, (m ²)
	=	0.5 m ²

Tabel Koefisien Drag, (Ketut Buda Artana, 2009)

No	Berat Jangkar (ton)	C _D	C _a
1	< 2	0.7	0.1
2	2	0.8	0.2
3	3	0.9	0.3
4	4	1	0.4
5	5	1.1	0.5
6	6	1.2	0.6
7	7	1.3	0.7
8	8	1.4	0.8
9	> 8	1.5	0.9

Terminal Energy

Anchor density	kg/m ³	7850
Anchor mass	kg	300
Anchor volume	m ³	0.04
Anchor projected area	m ²	0.5
Density of seawater	kg/m ³	1025
Gravity	m/s ²	9.81
Drag coefficient	-	0.7
Terminal energy	KJ	2.123

Group	Berat Jangkar (kg)	Panjang Jangkar (m)	Lebar Jangkar (m)	Proyeksi Luasan (m ²)	Volume Jangkar (m ³)	Energi (kJ)
A	300	0.84	0.6	0.50	0.04	2.123
B	200	0.74	0.53	0.39	0.03	1.212

A4. Terminal Velocity

(Equation 13 DNV-RP-F107)

$$m - (V \times \rho_{water}) \times g = \frac{1}{2} \rho_{water} \times C_D \times A \times V_T^2$$

V _T	=	Kecepatan jatuhnya jangkar, (m/s)
	=	3.762 m/s

Group	Berat Jangkar (kg)	Kecepatan Terminal (m/s)
A	300	3.762
B	200	3.482

Terminal Velocity

Terminal velocity	m/s	3.762
-------------------	-----	-------

A5. Impact Effective

(Equation 16 DNV-RP-F107)

$$E_E = \frac{1}{2} (m + m_a) \times V_T^2 = 2.150 \text{ kJ}$$

Dimana:

m_a = berat tambahan, (kg)

$$= \rho_{\text{water}} \times C_d \times V$$

$$= 3.92 \text{ kg}$$

C_d = Koefisien drag berat tambahan

$$= 0.1$$

V_T = 3.76 m/s

3. Effective Impact Energy

		A	B
Added mass	kg	3.92	2.61
Effective Impact Energy to steel pipeline	KJ	2.15	1.23

Table 11 Drag coefficients

Cat. no.	Description	C_d	C_u
1,2,3	Slender shape	0.7 – 1.5	0.1 – 1.0
4,5,6,7	Box shaped	1.2 – 1.3	0.6 – 1.5
All	Misc. shapes (spherical to complex)	0.6 – 2.0	1.0 – 2.0

Effective Impact Energy to steel pipeline

Group	Berat Jangkar (kg)	Massa Tambahan (kg)	Kecepatan Terminal (m/s)	Impact Energy (kJ)	Ranking
A	300	3.92	3.762	2.15	1
B	200	2.61	3.480	1.23	1

Konsekuensi Dragged Anchor

B. Impact (Equation 3.1, DNV-RP-F111)

$$E_s = R_{fs} \times \frac{1}{2} \times m_t (C_h \times V)^2$$

Dimana:

E_s = Energi tubrukan (kJ)

= 0.105 kJ

R_{fs} = Faktor reduksi, Tabel 3-3 DNV-RP-F111

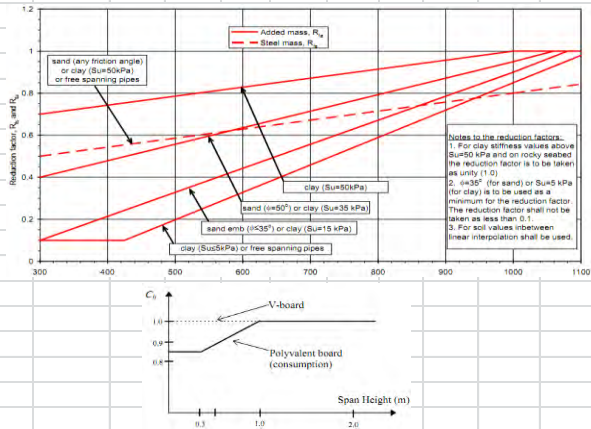
= 0.58

m_t = Massa baja jangkar (kg)

= 300 kg

C_h = Koefisien efek ketinggian span, gambar 3-1 DNV-RP-F111

= 0.85



Kecepatan (knot)	Kecepatan (m/s)	Group	Berat Jangkar (kg)	Es (kJ)
2.5	1.29	A	300	0.105
		B	200	0.070
5	2.57	A	300	0.415
		B	200	0.277
7.5	3.86	A	300	0.937
		B	200	0.624

B1. Gaya impact oleh hydrodynamics added mass (Equation 3.2, DNV-RP-F111)

$$F_b = C_h \times V \times \sqrt{m_a \times k_b}$$

F _b	=	Gaya tubrukan (kN)						
	=	5.07 kN						
C _h	=	Koefisien efek ketinggian span, gambar 3-1 DNV-RP-F111						
	=	0.85						
V	=	Kecepatan (m/s)						
	=	1.29 m/s						
m _a	=	Massa hidrodinamik jangkar (kg), tabel 3-1 DNV RP F111						
	=	2.14 kg						
k _b	=	Kekuatan lentur jangkar (MN/m)						
	=	10						

Parameters		Consumption		Industrial	Beam	Clump weight
Shape of board		Polyvalent & rectangular	V-board			
Direction of impact ϕ	deg	45	18	0	0	0
Effective impact velocity:	m/s	$2.8 C_1^{(1)}$	$2.8 C_1^{(1)}$	$1.8 C_1^{(1)}$	3.4	2.8
Steel mass: m_i	kg	4500	4500	5000	5500	9000
In plane stiffness: k_i	MN/m	500	500	500		$4200^{(2)}$
Bending board stiffness: k_b	MN/m	10	10	10		
Hydrodynamic added mass: m_a	kg	$2.14 m_i$	$1.60 m_i$	$2.90 m_i^{(3)}$ $2.14 m_i$	$1500^{(4)}$	$3140^{(3,4)}$

Kecepatan (knot)	Kecepatan (m/s)	Group	Berat Jangkar (kg)	Massa Hidrodinamik (kg)	Fb (kN)
2.5	1.29	A	300	3.92	6.86
		B	200	2.61	5.60
5	2.57	A	300	3.92	13.67
		B	200	2.61	11.16
7.5	3.86	A	300	3.92	20.53
		B	200	2.61	16.76

B2.	Energi oleh hydrodynamics added mass: (Equation 3.3, DNV-RP-F111)		
-----	--	--	--

$$E_a = R_{fa} \times \frac{2(F_b)^3}{75 \times f_v^2 \times t^3} \leq \frac{1}{2} m_a (C_h \times v)^2$$

C3.	Gaya Maksimum Vertikal Pipa (Equation 4.10, DNV-RP-F111)
-----	---

$$F_z = F_p(0.2 + 0.8 \times e^{-2.5\bar{H}})$$

Dimana:

Fz	=	Gaya vertikal maksimum (kN)			
	=	534.33	kN		

Fp	=	Gaya tarikan maksimum (kN)			
	=	1551.67	kN		

H	=	Dimensi Tinggi (m)		
	=	0.68		

Kecepatan (knot)	Group	F_p (kN)	F_z (kN)
2.5	A	1.556	0.536
	B	1.271	0.438
5	A	3.100	1.068
	B	2.531	0.872
7.5	A	4.657	1.604
	B	3.802	1.309

C4.	Total Waktu Pull-Over			
	(Equation 4.20, 4.21, 4.22, DNV-RP-F111)			

$$T_p = C_T \times C_F \left(\frac{m_t}{k_w} \right)^{1/2} + \frac{\delta_p}{V}$$

Dimana:

Tp	=	Total waktu pull-over, s
	=	4.944139 s
	=	Maka diambil 0.6 s

C _T	=	1.5 - beam trawls
----------------	---	-------------------

Cf	=	Koefisien geometri jangkar-pipa				
	=	3.46				

k_w	=	Warp line stiffness (N/m)			
	=	400	kN		

m_t	=	Masa baja jangkar (kg)		
	=	300	kg	

F.	Energi Rantai Jangkar									
	Volume rantai jangkar		=	Panjang rantai x luas linkaran rantai						
			=	0.05	m3					
	Density air laut		=	1025	kg/m3					
	Berat rantai jangkar		=	454.7839	N					
	Gaya rantai		=	Berat rantai / sin 90°						
			=	454.78	N					
	Energi rantai		=	Gaya rantai x jarak						
			=	15.92	kJ					
	Kecepatan (knot)	Group	Energi <i>Dragged Anchor</i> (kJ)			Ranking				
	2,5	A	61.32			1				
	2,5	B	61.13			1				
	5	A	62.34			1				
	5	B	61.81			1				
	7,5	A	64.06			1				
	7,5	B	62.96			1				

Konsekuensi Sinking Vessel

DATA KAPAL

Group	Nama Kapal	Gross Tonnage	Dimensi Kapal (m)			Cb
			Panjang	Lebar	Sarat	
A	Kapal Seismic "Sea Horse"	20	11.75	3.35	0.7	0.58
B	General Propuse Vessel (Tug)	250	26.00	8.00	3	0.58

No	TIPE KAPAL	Cb	Cp	Cm
1	Crude oil carrier	0,82-0,86	0,82-0,90	0,98-0,99
2	Product tanker	0,78-0,83	0,80-0,85	0,96-0,98
3	Dry bulk carrier	0,75-0,84	0,76-0,85	0,97-0,98
4	General cargo	0,60-0,75	0,61-0,76	0,97-0,98
5	Passenger ship	0,58-0,62	0,60-0,67	0,90-0,95
6	Container ship	0,60-0,64	0,60-0,68	0,97-0,98
7	Ferries	0,55-0,60	0,62-0,68	0,90-0,95
8	Frigate	0,45-0,48	0,60-0,64	0,75-0,78
9	Tug	0,54-0,58	0,62-0,64	0,90-0,92
10	Yacht	0,15-0,20	0,50-0,54	0,30-0,35
11	Icebreaker	0,60-0,70		

Sumber : Slide Kuliah Merancang Rencana Garis, Harga Koefisien Kapal Pemandang

E1. Terminal Energy

(Equation 15 DNV-RP-F107)

$$E_T = \left(\frac{m \times g}{C_d \times A} \right) \times \left(\frac{m}{\rho_{water}} - V \right)$$

$$= 194.3913532 \text{ kJ}$$

Dimana:

m	=	berat kapal, (kg)
	=	33224.863 kg
g	=	kecepatan gravitasi, (9.81 m/s ²)
	=	9.81 m/s ²
V	=	volume kapal, (m ³)
	=	15.981175 m ³
ρ _{water}	=	Berat jenis air laut, (1025 kg/m ³)
	=	1025 kg/m ³
C _D	=	Koefisien Drag
	=	0.7
A	=	Proyeksi luasan kapal, (m ²)
	=	39.3625 m ²

Tabel Koefisien Drag, (Ketut Buda Artana, 2009)

No	Berat Jangkar (ton)	C _D	C _a
1	< 2	0.7	0.1
2	2	0.8	0.2
3	3	0.9	0.3
4	4	1	0.4
5	5	1.1	0.5
6	6	1.2	0.6
7	7	1.3	0.7
8	8	1.4	0.8
9	> 8	1.5	0.9

Terminal Energy							
Vessel density	kg/m3		2079		2079		
Vessel mass	kg		33224.86		752431.68		
Vessel volume	m3		15.98		361.92		
Vessel length	m		11.75		26		
Vessel breadth	m		3.35		8		
Coefficient block	-		0.58		0.58		
Vessel draught	m		0.7		3		
Density of seawater	kg/m3		1025		1025		
Gravity	m/s2		9.81		9.81		
Drag coefficient	-		0.7		0.7		
Terminal energy		KJ	194.39		696061.49		

Group	Berat Kapal (kg)	Proyeksi Luasan (m2)	Volume Kapal (m3)	Energi (kJ)
A	33224.86	39.36	15.98	194.39
B	752431.68	208.00	361.92	696061.49

A4. Terminal Velocity
(Equation 13 DNV-RP-F107)

$$m - (V \times \rho_{water}) \times g = \frac{1}{2} \rho_{water} \times C_D \times A \times V_T^2$$

$$V_T = \text{Kecepatan jatuhnya kapal, (m/s)}$$

$$= 3.4207542 \text{ m/s}$$

Group	Berat Kapal (kg)	Proyeksi Luasan (m2)	Volume Kapal (m3)	Kecepatan Terminal (m/s)
A	33224.86	39.36	15.98	3.42
B	752431.68	208.00	361.92	7.08

Terminal Velocity

Terminal velocity	m/s	3.42
-------------------	-----	------

E2. Impact Effective
(Equation 16 DNV-RP-F107)

$$E_E = \frac{1}{2} (m + m_a) \times V_T^2 = 203.98 \text{ kJ}$$

HASIL AKHIR PENILAIAN KONSEKUENSI							
Variasi Kecepatan	Group	Dropped Anchor		Dragged Anchor		Sinking Vessel	
		Konsekuensi	Ranking	Konsekuensi	Ranking	Konsekuensi	Ranking
2.5	Kapal Seismic	2.15E+00	1	6.18E+01	1	2.04E+02	2
5			1	6.30E+01	1		2
7.5			1	6.41E+01	1		2
2.5	GPV (Tug)	1.23E+00	1	6.11E+01	1	1.98E+04	3
5			1	6.18E+01	1		3
7.5			1	6.30E+01	1		3

Risk Matrik												
Frequency Ranking	Consequence Ranking											
		1	2	3	4	5						
	5						$> 10^{-2}$					
	4						$10^{-2} - 10^{-3}$					
	3						$10^{-3} - 10^{-4}$					
	2						$10^{-4} - 10^{-5}$					
	1						$< 10^{-5}$					
		< 5%	5% - 10%	10% - 15%	15% - 20%	> 20%						
Risk Matrix pada Dropped Anchor, Dragged Anchor dan Ship Sinking												
Kapal pada kecepatan 2.5 knot												
	Jenis Kapal	Kapal Seismic " Sea Horse "			GVP (Tug)							
		Dropped Anchor	Dragged Anchor	Ship Sinking	Dropped Anchor	Dragged Anchor	Ship Sinking					
	Ranking Frekuensi	2	2	2	2	2	2					
	Ranking Konsekuensi	1	1	2	1	1	3					
	Risk Level	Acceptable	Acceptable	Acceptable	Acceptable	Acceptable	Acceptable					
Kapal pada kecepatan 5 knot												
	Jenis Kapal	Kapal Seismic " Sea Horse "			GVP (Tug)							
		Dropped Anchor	Dragged Anchor	Ship Sinking	Dropped Anchor	Dragged Anchor	Ship Sinking					
	Ranking Frekuensi	2	1	2	2	2	2					
	Ranking Konsekuensi	1	1	2	1	1	3					
	Risk Level	Acceptable	Acceptable	Acceptable	Acceptable	Acceptable	Acceptable					
Kapal pada kecepatan 7.5 knot												
	Jenis Kapal	Kapal Seismic " Sea Horse "			GVP (Tug)							
		Dropped Anchor	Dragged Anchor	Ship Sinking	Dropped Anchor	Dragged Anchor	Ship Sinking					
	Ranking Frekuensi	2	1	2	2	2	2					
	Ranking Konsekuensi	1	1	2	1	1	3					
	Risk Level	Acceptable	Acceptable	Acceptable	Acceptable	Acceptable	Acceptable					

Lampiran C

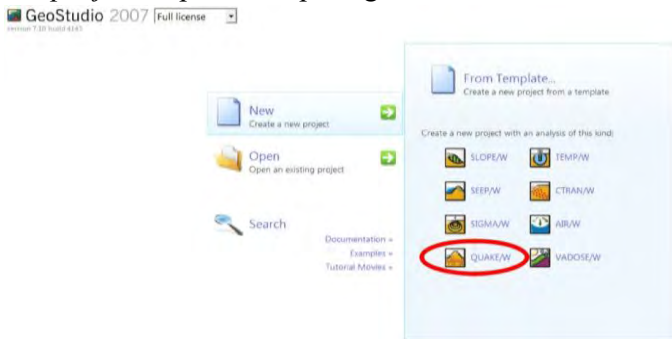
Permodelan Geotechnic dengan
Menggunakan *Software Geoslope* pada
Pipa Gas Bawah Laut

Langkah Pengerjaan Software Geostudio (Geoslope) Pipa BP Tangguh LNG

1.1.1 Input Data In Situ

Adapun langkah-langkah analisis dinamik menggunakan QUAKE/W dapat diuraikan sebagai berikut :

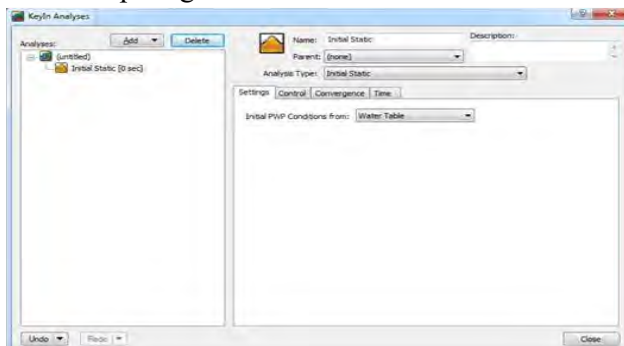
- Mulai QUAKE/W dengan mengklik dua kali ikon dari program Geostudio.
- Sebuah kotak dialog *Create/New a new project* maka akan muncul di mana kita dapat memilih project yang ada atau membuat yang baru. Tampilan project *Create/New a new project* dapat dilihat pada gambar berikut ini.



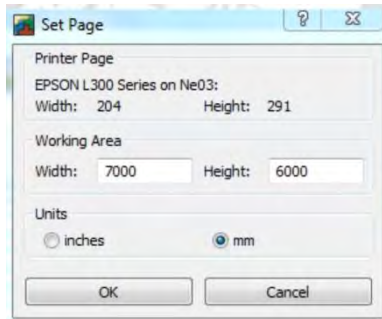
- Pilih *Create New* baru, lalu klik tombol OK.
- Setelah itu akan muncul jendela *KeyIn Analyses*.

1.1.2 General Setting

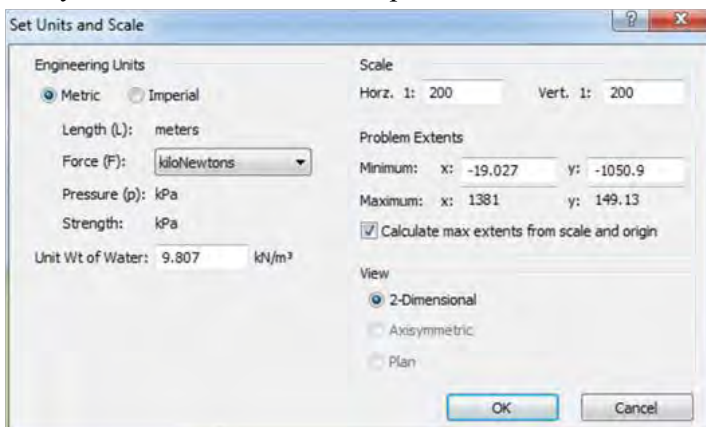
Selanjutnya pilih menu keyin analysis, setting intial PWP conditions menggunakan water tabel untuk menggambar garis freatik sendiri. Seperti gambar dibawah ini.



Set page digunakan untuk menentukan besarnya tinggi dan lebar area kerja sesuai yang dibutuhkan.



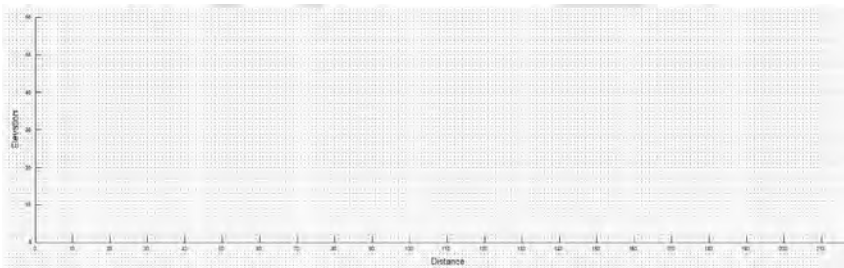
Set units dan skala untuk mengatur satuan dan skala yang dipakai untuk menggambar. Pada komen problem extents pada x dan y adalah untuk menentukan pada sumbu 0.



Set grid digunakan untuk mengatur skala grid dari satu titik ke titik lain, Sketch axes digunakan untuk menggambar axis, sumbu x dan y pada area kerja. Dengan cara pilih menu sketch axes lalu pilih OK.



Berikut ini adalah gambar hasil set axes yang telah digambar pada area kerja. Untuk mengurangi atau menambahkan panjang axes arah sumbu x maupun sumbu y dapat dilakukan pada menu Set axes.



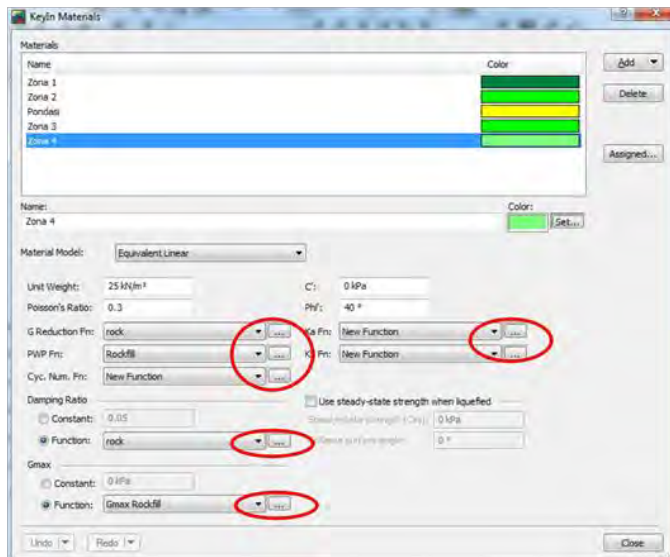
Pada QUAKE/W ada 3(tiga) langkah input data yang dapat dilakukan yaitu :

- Pertama, dengan melakukan input geometri dengan cara menggambar.
- Kedua, melakukan input material.
- Ketiga, melakukan input Boundary condition. Berikut ini adalah langkah-langkah melakukan input data.

1.1.3 Input Material

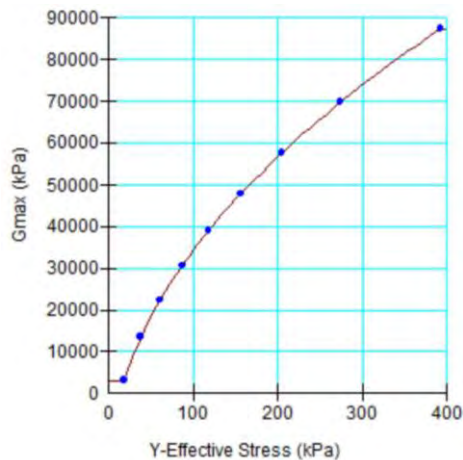
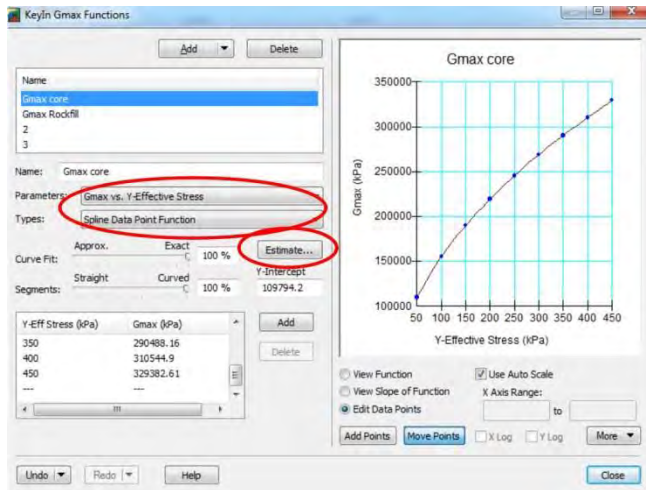
Pada tahap input material yaitu memasukan parameter tanah yang diperlukan dengan cara pilih menu keyin material.

Parameter tanah yang dibutuhkan pada analisis QUAKE/W yaitu : γ , ν , ξ , ϕ' , c' dan G_{max} .

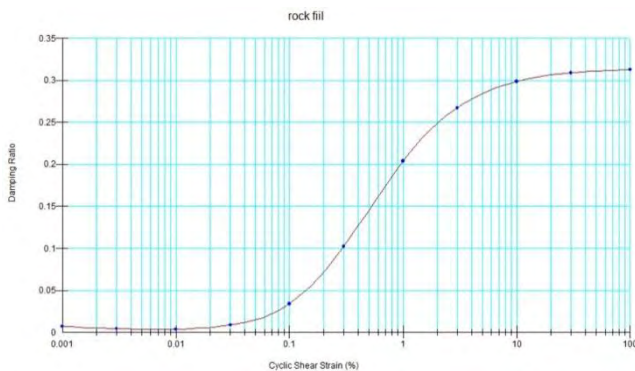


Parameter G_{max} pada core, filter, rockfill menggunakan function. Sedangkan untuk pondasi G_{max} menggunakan konstan. Nilai G_{max} pada pondasi sebesar 19585 Kpa. Parameter damping ratio, G Reduction Fn dan PWP Fn pada core, filter, rockfill dan pondasi menggunakan function. Sedangkan Cyc num Fn, Ka Fn dan Ks Fn pada material rockfill. Untuk mendapatkan nilai function G_{max} caranya klik pada bagian yang sudah dilingkari seperti gambar dibawah, selanjutnya add nama pada parameter pilih G_{max} vs Y-effective stress dan types menggunakan spline data point

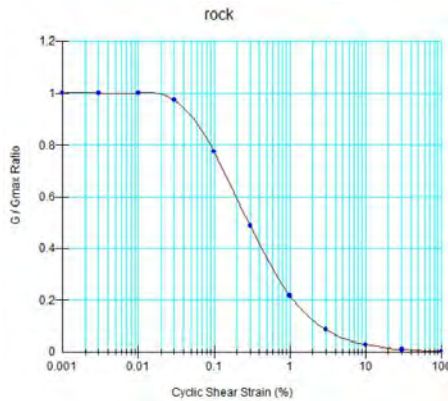
function. Klik estimasi, hasilnya akan seperti gambar dibawah ini untuk Gmax.



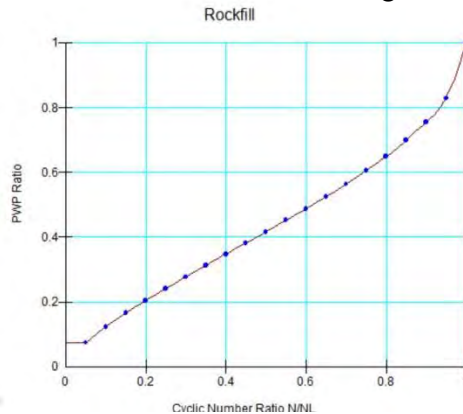
Pada parameter damping ratio untuk mendapatkan nilai function yaitu klik pada function damping ratio, selanjutnya muncul jendela KeyIn damping ratio function pilih damping ratio vs cyclic shear strain (%) pada parameters dengan types spline data point function selanjutnya klik estimate maka akan muncul jendela estimate damping ratio function. Berikut grafik function damping rasio pada rockfill.



Pada G-reduction Fn tidak jauh berbeda dengan function damping ratio, caranya klik pada sampling G-reduction Fn maka akan muncul jendela KeyIn G-reduction function add nama rockfill dengan parameters menggunakan G/Gmax ratio vs Cyclic shear strain (%) dan types spline data point function lalu klik estimate maka muncul jendela baru estimate G-reduction function, nilai confining stress sebesar 498 (tinggi rockfill dikalikan \square) dan pada nilai palsticity indeks sebesar 5 (sesuai material yang dianalisis). Dibawah ini gambar penjelasan untuk mendapatkan grafik G-reduction function.

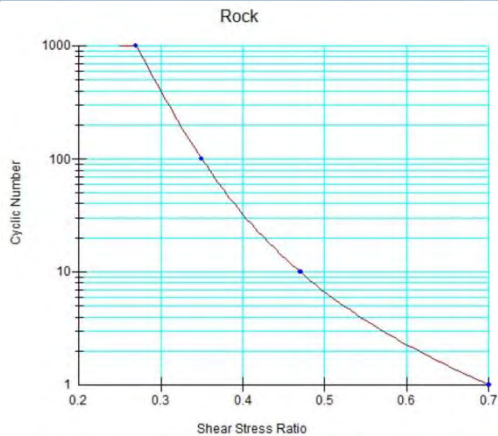
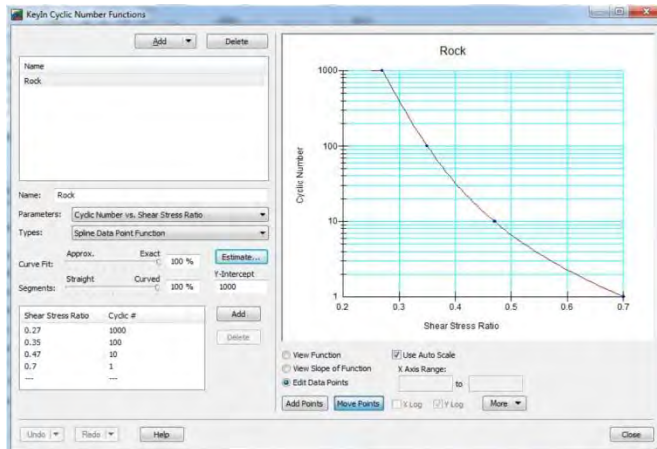


Pada PWP fn dapat dilakukan seperti langkah-langkah pada function G-reduction. Berikut ini adalah gambar grafik PWP function.



Pada Cyc num Fn untuk mendapatkan function dapat dilakukan dengan cara klik pada samping Cyc num Fn, parameter menggunakan Cyc number vs shear stress ratio dengan types spline data point function lalu klik estimate maka akan muncul jendela estimate cyc number function.

Berikut ini gambar penjelasan Cyc num Fn :



Untuk mendapatkan grafik $K_a F_n$ dan $K_s F_n$ bisa dilakukan seperti langkah-langkah pada Cyc num Fn.

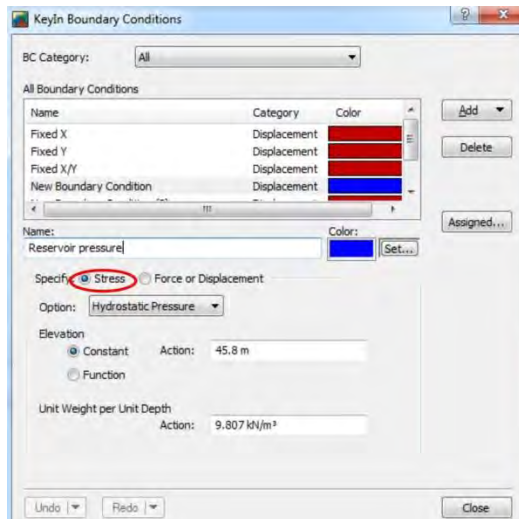
1.1.4 Input Geometri

Setelah input material dilanjutkan penggambaran material pada geometri pipa bawah laut dengan cara Pilih Draw material

1.1.5 Input Boundary Condition

Boundary condition yaitu untuk menentukan batasan daerah yang tidak boleh terdeformasi pada geometri bendungan dengan boundary condition x untuk pondasi bagian samping dan xy untuk pondasi bagian bawah.

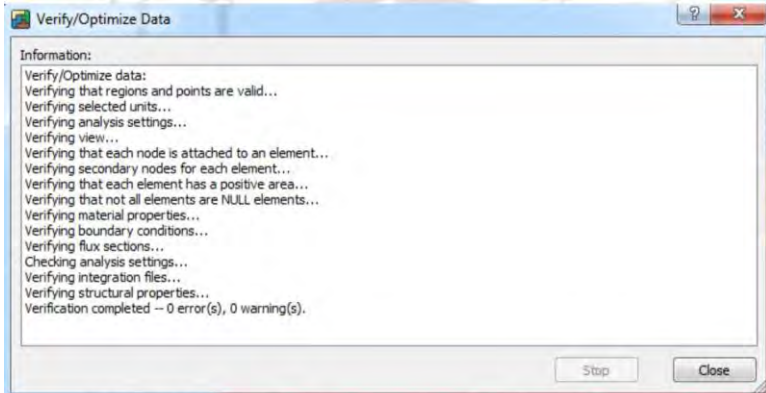
Pada boundary condition juga menentukan elevasi air, dengan cara klik KeyIn pada sub menu lalu klik new displacement BC, rubah nama menjadi reservoir pressure dan pada specify menggunakan stress dengan option hydrostatic pressure selanjutnya pada elevation pilih constan dengan action untuk menentukan tinggi elavasi air. Setelah itu close dan memulai menentukan boundary condition pada pipa



1.1.6 Ouput Data Initial Statik

Setelah semua input data dilakukan selanjutnya dilakukan verifikasi terhadap data-data yang telah diinput dengan cara plih menu Tools verify/optimize. Apabila hasil dari

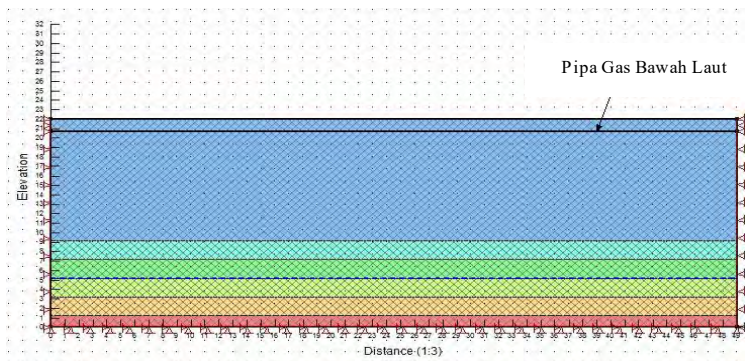
verification tidak menemukan error maka tahap yang telah kita lakukan sudah benar dan bisa dilanjutkan dengan run analisis.



a. Permodelan dibawah seabed (20 m dari seabed)

Untuk selanjutnya didapatkan gambaran Counter (klik *switches to the CONTOUR view to display computed result*) pada pipa diawah seabed (20 m dari seabed). Maka didapat output kontur yang keluar adalah sebagai berikut ini.

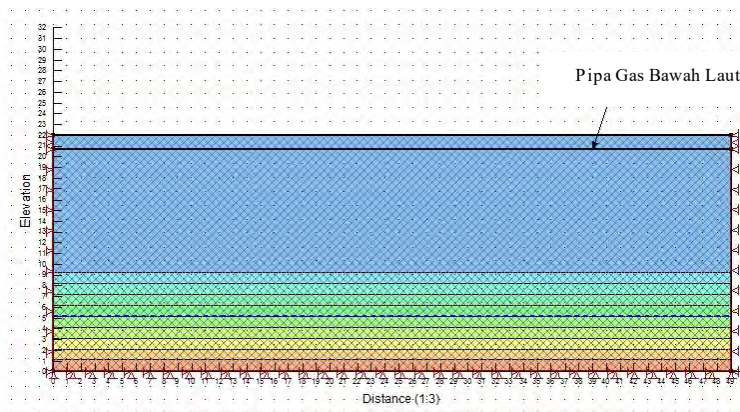
a. Pressure Head



Gambar Hasil Permodelan saat Pressure Head 20 m

Dari tampilan diatas menunjukan bahwa saat tekanan itu terjadi pada permukaan yang ada maka pada pipa yang terletak pada jarak < 2 m mengalami kondisi ALARP (warna kuning) sedang selebihnya pipa pada jarak > 2 m sampai 20 m mengalami kondisi aman.

b. Pore- Water Pressure



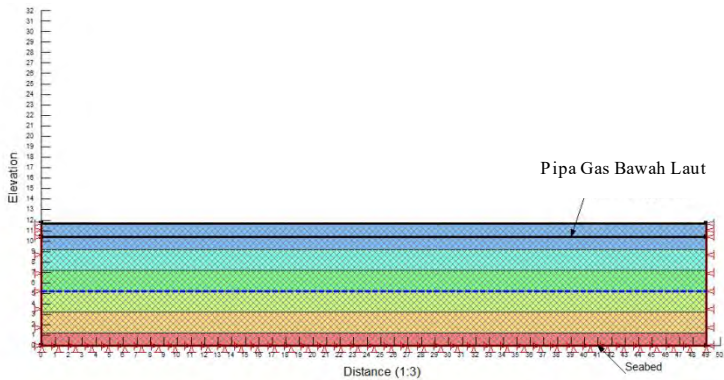
Gambar Hasil Permodelan saat Pore-Water Pressure 20 m

Dari tampilan diatas menunjukan bahwa saat tekanan itu terjadi pada permukaan dan tekanan air maka pada pipa yang terletak pada jarak < 2 m mengalami kondisi ALARP (warna kuning) sedang selebihnya pipa pada jarak > 2 m sampai 20 m mengalami kondisi aman.

b. Permodelan dibawah seabed (10 m dari seabed)

Untuk selanjutnya didapatkan gamabaran Countor (klik *switches to the CONTOUR view to display computed result*) pada pipa diawah seabed (10 m dari seabed). Maka didapat output kontur yang keluar adalah sebagai berikut ini

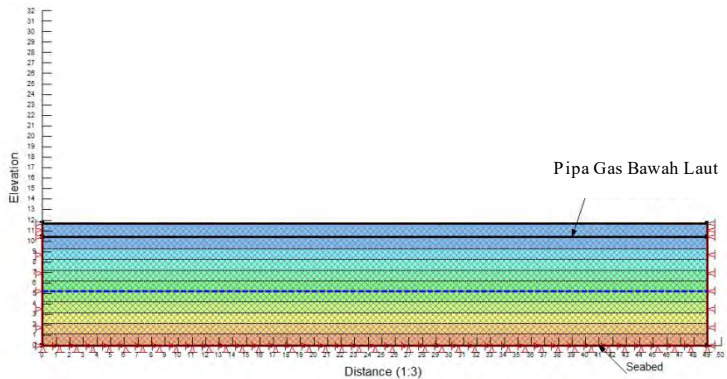
a. Pressure Head



Gambar Hasil Permodelan saat Pressure Head 10 m

Dari tampilan diatas menunjukan bahwa saat tekanan *pressure head* itu terjadi pada permukaan *seabed* pipa berada di 10 m dari seabed maka pada pipa tersebut mengalami kondisi aman.

b. Pore- Water Pressure



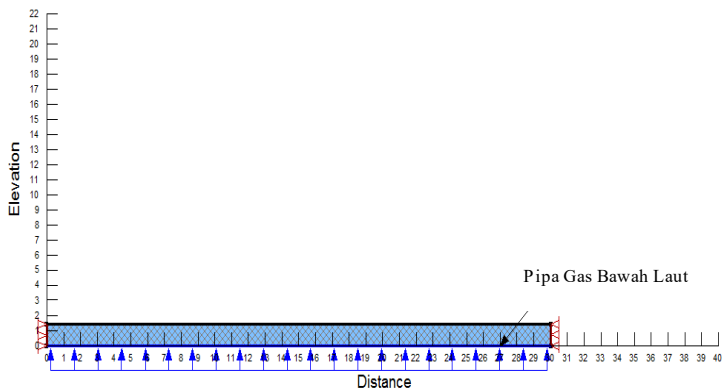
Gambar Hasil Permodelan saat Pore-Water Pressure 10 m

Dari tampilan diatas menunjukan bahwa saat tekanan *pore – water pressure* itu terjadi pada permukaan *seabed* pipa berada di 10 m dari seabed maka pada pipa tersebut mengalami kondisi aman.

c. Permodelan diatas Seabed

Untuk selanjutnya didapatkan gamabaran Countor (klik *switches to the CONTOUR view to display computed result*) pada pipa diatas *seabed*. Maka didapat output kontur yang keluar adalah sebagai berikut ini

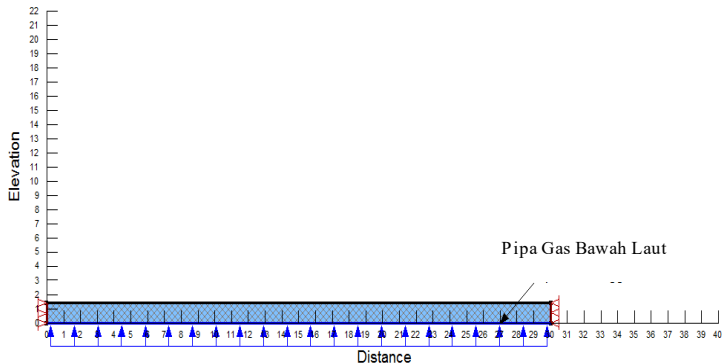
a. Pressure Head



Gambar Hasil Permodelan saat pressure head diatas seabed

Dari tampilan diatas menunjukan bahwa saat tekanan *pressure head* itu terjadi pada permukaan pipa diatas seabed maka pada pipa tersebut mengalami kondisi aman dikarena adanya pelindungi (*coating*) dari pipa tersebut.

b. Pore-water Pressure



Gambar Hasil Permodelan saat Pore-Water diatas *seabed*

Dari tampilan diatas menunjukkan bahwa saat tekanan *pore-water pressue* itu terjadi pada permukaan pipa diatas *seabed* maka pada pipa tersebut mengalami kondisi aman dikarena adanya pelindung (*coating*) dari pipa tersebut.

Sehinga dapat disimpulkan dalam pada penelitian ini denagan metode *Geotechnical Analysis* dengan menggunakan *software Geoslope*, penilaian risiko pada proses *survey seismic* dikatakan aman (*acceptable*) pada pipa 2-20 m dibawah *seabed* atau pipa diatas *seabed* dengan menggunakan *coating* dan dapat dilakukan proses selanjutnya untuk pembangunan sumur gas baru.

Lampiran B

Analisa Tegangan Pipa Gas Bawah Laut

Langkah Perhitungan Analisa Tegangan Pipa BP Tangguh LNG

PIPELINE CALCULATION SHEET

General Data

Location	:	Papua			
From	:	Plant			
To	:	Jetty Head			
Content	:	LNG			
Material Specification/Sch	:	API 5L X65 PSL 2			
SMYS	:	65300	psi		
Nominal Diameter	:	22.402	inches	569	mm
Outside Diameter	:	24.016	inches	610	mm
Inside Diameter	:	22.402	inches	569	mm
Thickness Nominal	:	0.689	inches	17.5	mm
Tube Joint	:	ERW			
Depth Pipe	:	20	m		
Design Factor	:	0.75			
Temperature Derating Factor	:	1			

Definition

P	:	Maximal Operation Pressure, psig
t	:	Wall Thickness Pipe, inches
S or SMYS	:	Specified Minimum Yield Strength, psi
D	:	Outside Diameter, inch
T	:	Temperature Derating Factor
E	:	Longitudinal joint diameter of pipe, inches
F	:	Design Factor

Formula (Refer to ASME B31.8)

$$P = \frac{2 S t F E T}{D}$$

$$= 2810.04 \text{ psi}$$

Where,

F	=	0.75	(constant)
E	=	1.00	(constant)
T	=	1.00	(constant)

PIPELINE CALCULATION SHEET

1. GENERAL DATA

- a. Max Operating Pressure : 2810 psi
- b. Temperature Condition
 - Maximum Operating Temperature : 86.18 °F 30.1 C
 - Minimum Operating Temperature : 82.04 °F 27.8 C
 - Temperature at time of installation* : 84.2 °F 29 C
 - *Average ground temperature @ 1m burial depth
- c. Dimensions of Lines Pipe
 - Spesification : API 5L X65 PSL 2
 - Nominal Diameter : 22.4 in
 - Wall Thickness : 0.689 in
 - Specified Minimum Yield Strength : 65300 psi
- d. Surrounding Soil Condition
 - Soil unit weight : 85 lb/ft³
 - : 0.049 lb/in³
 - Soil type : soft clays or loose sand
 - Modulus of soil reaction (E') : 0.5 kips/in²
 - Reselient modulus (Er) : 5 kips/in²
 - It is recommended in API RP 1102 to use the above soil conditions when soil condition is unknown and no soil investigation has not been performed.
- e. Design Factors
 - Class 1 (Division 2) : 0.8

2. STRESS CALCULATION (Class 1 Div 2)

2.1 Stress Due To Earth Load

The circumferential stress at pipeline invert caused by earth load (S_{He}) is calculated as follow

$$S_{He} = K_{He} B_e E_e \gamma D$$

where,

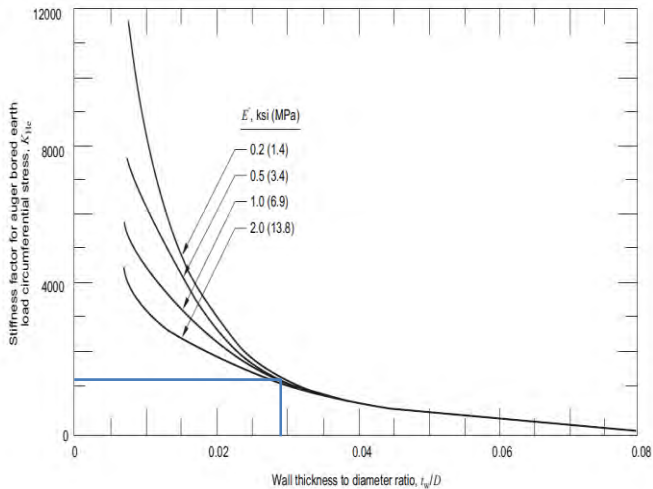
K_{He} = Stiffness factor for circumferential stress from earth load

$$tw/D = 0.689 / 24.02 = 0.029$$

E' = Modulus of soil reaction, in kips per square inch or megapascals

$$= 0.5$$

$$K_{He} = 1100$$



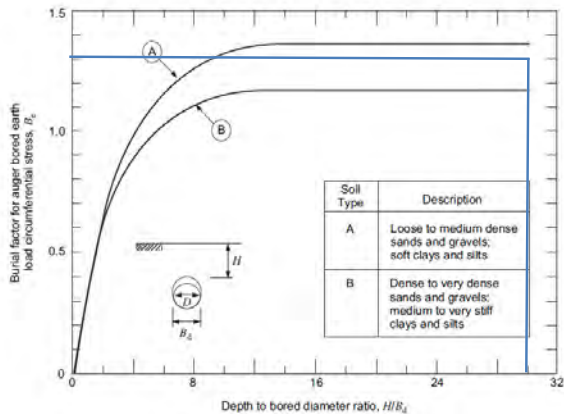
B_e = Burial factor for earth load circumferential stress (as function of the ratio of pipe depth to bored diameter)

$$\begin{aligned} \text{Burial depth, } H &= 20 \text{ m} = 65.57 \text{ ft} \\ &= 786.89 \text{ in} \end{aligned}$$

$$\text{Bored diameter, } Bd = D + 2 = 26.02 \text{ in}$$

$$\text{Depth to bored diameter ratio} = H/Bd = 30.24$$

$$\begin{aligned} \text{Burial factor for earth load circumferential} \\ \text{stress, } B_e &= 1.28 \end{aligned}$$



$$\begin{aligned}
 E_e &= \text{Excavation factor for earth load} &= 1 \\
 \gamma &= \text{Soil unit weight} &= 0.049 \text{ lb/in}^3 \\
 D &= \text{Pipe outside diameter} &= 24.02 \text{ in} \\
 S_{He} &= 1657.2 \text{ lb/in}^2
 \end{aligned}$$

2.2 Stress Due to Internal Load

The circumferential stress due to internal pressure S_{Hi} is calculated from the following

$$S_{Hi} = \frac{p(D - t_w)}{2t_w}$$

where,

$$\begin{aligned}
 p &= \text{Maximum operating pressure} &= 2810.04 \text{ psi} \\
 D &= \text{Pipe outside diameter} &= 24.02 \text{ in} \\
 t_w &= \text{Wall thickness for class 1 division 2} &= 0.689 \text{ in} \\
 S_{Hi} &= \text{Circumferential stress due to internal pressure} &= 48982 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

2.3 Principal Stress

2.3.1 Maximum Circumferential Stress

Maximum circumferential stress S_1 is calculated from the following

$$S_1 = S_{He} + S_{Hi}$$

where,

$$\begin{aligned}
 S_{He} &= \text{Circumferential stress due to earth load} &= 1657 \text{ psi} \\
 S_{Hi} &= \text{Circumferential stress due to internal pressure} &= 48982 \text{ psi} \\
 S_1 &= \text{Maximum circumferential stress} &= 50639 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

2.3.2 Maximum Longitudinal Stress

Maximum longitudinal stress is calculated from the following

$$S_2 = E_s \alpha_T (T_2 - T_1) + \nu_s (S_{He} + S_{Hi})$$

where,

E_s	= Young's modulus of steel	=	65300	psi
α_T	= Coefficient of thermal expansion of steel	=	0.000006	1/ ^o F
T_1	= Temperature at time of installation	=	84.2	^o F
T_2	= Maximum or minimum operating temperature			
	= Maximum operating temperature	=	86.18	^o F
	= Minimum operating temperature	=	82.04	^o F
ν_s	= Poisson ratio of steel	=	0.3	
S_{He}	= Circumferential stress due to earth load	=	1657	psi
S_{Hi}	= Circumferential stress due to internal pressure	=	48982	psi
S_2	= Maximum longitudinal stress at $T_2 = 86.18$ ^o F	=	15193	psi
S_2	= Maximum longitudinal stress at $T_2 = 82.04$ ^o F	=	15191	psi

2.3.3 Maximum Radial Stress

S_3	= maximum radial stress	=	-p	=	-2810	psi
-------	-------------------------	---	----	---	-------	-----

2.4 Total Effective Stress

The total effective stress S_{eff} is calculated from the following

$$S_{eff} = \sqrt{\frac{1}{2} [(S_1 - S_2)^2 + (S_2 - S_3)^2 + (S_3 - S_1)^2]}$$

where,

S_1	= Maximum circumferential stress	=	50639	psi
S_2	= Maximum longitudinal stress at $T_2 = 86.18$ ^o F	=	15193	psi
S_2	= Maximum longitudinal stress at $T_2 = 82.04$ ^o F	=	15191	psi
S_3	= Maximum radial stress	=	-2810	psi
S_{eff}	= The total effective stress S_{eff} at $T_2 = 86.18$ ^o F	=	47103	psi
S_{eff}	= The total effective stress S_{eff} at $T_2 = 82.04$ ^o F	=	47103	psi

The total effective stress S_{eff} is taken as	=	47103	psi
--	---	-------	-----

2.5 Check of calculated stress

2.5.1 First check for circumferential stresses (Barlow formula)

Barlow formula

$$S_{Hi}(\text{Barlow}) = \frac{pD}{2t_w}$$

where,

p	=	Maximum operating pressure	=	2810.04	psi
D	=	Pipe outside diameter	=	24.02	in
t _w	=	Wall thickness for class 1 division 2	=	0.689	in
S _{Hi}	=	Circumferential stress due to internal pressure	=	48982	psi

The check for the safety at internal preesurization is accomplished by assuring that the circumferential stress due to internal pressure calculated by Barlow formula is less than the factored specified minimum yield strength.

Stress level is acceptable if

$$S_{Hi}(\text{Barlow}) \leq F \times E \times SMYS$$

where,

F	=	Design factor, for class 1 division 2	=	0.8	
E	=	Longitudinal joint factor	=	1	
SMYS	=	Specified minimum yield strength	=	65300	psi
F x E x SMYS			=	52240	

Since $S_{Hi}(\text{Barlow}) \leq F \times E \times SMYS$ then $S_{Hi}(\text{Barlow})$ is = **acceptable**

2.5.2 Second check for total effective stresses

The check against yielding of the pipeline is accomplished by assuring that the total effective stress is less than the factored specified minimum yield strength.

Stress level is acceptable if

$$S_{eff} \leq F \times SMYS$$

where,

F	=	Design factor, for class 1 division 2	=	0.8	
SMYS	=	Specified minimum yield strength	=	65300	
F x SMYS			=	52240	
S _{eff}			=	47103	

Since $S_{eff} \leq F \times SMYS$ then S_{eff} is = **acceptable**

BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan penilaian risiko bawah laut akibat *survey seismic* (Perbandingan metode matematis dengan permodelan Geoteknik) pada pipa gas bawah laut yang telah dilakukan maka dapat disimpulkan bahwa:

- a. Berdasarkan permodelan atau simulasi geoteknik menggunakan *software geoslope*, pipa gas bawah laut menunjukkan aman baik berdasarkan letak pipa diantara 2-20 meter dibawah *seabed* dan diatas *seabed* karena terdapat coating yang melindungi pipa.
- b. Pengaruh penembakan airgun dan aktivitas kapal *seismic* berpengaruh pada pipa gas bawah laut namun risikonya masih dapat diterima (*acceptable*) berdasarkan hasil perhitungan matematis.
- c. Berdasarkan penilaian risiko dengan menggunakan metode risk modeling (*dropped anchor, dragged anchor* dan *sinking vessel*) memiliki tingkat frekuensi dan konsekuensi yang dapat diterima (*acceptable*).
- d. Berdasarkan dari *Geotechnical Analysis* dengan perhitungan matematis analisis tegangan pipa berdasarkan *safety factor* dan permodelan dengan *software Geoslope* memiliki hasil nilai dapat diterima (*acceptable*) atau aman.
- e. Berdasarkan hasil *riks matrik* dan *safety factor* maka diijinkan diadakan pembangunan sumur gas baru sebleumnya dilakukan aktivitas *survey seismic*.

5.2 Saran

Setelah dilakukan penelitian berdasarkan penilaian risiko bawah laut akibat *survey seismic* (Perbandingan metode matematis dengan permodelan Geoteknik), maka penulis dapat memberikan beberapa saran sebagai berikut:

1. Penggunaan data yang tepat dan lebih detail sebaiknya digunakan untuk menggantikan data yang beberapa masih menggunakan asumsi, sehingga nantinya hasil yang didapatkan bisa lebih akurat.
2. Jika nanti didaerah pipa gas bawah laut ini mengalami kepadatan aktivitas kapal, maka perlu dilakukan penilaian risiko berdasarkan *marine traffic*.
3. Dalam melakukan pemodelan atau simulasi, diperlukan data pipa dan desain lingkungan pipa gas bawah laut yang lebih detail, sehingga simulasi bisa mewakili secara benar sesuai kondisi oprasional pipa.
4. Penggunaan permodelan atau simulasi *Geotechnical Analysis* perlu didasari dan dibekali ilmu penguasaan permodelan yang baik sehingga bisa disimulasi dengan cepat

DAFTAR PUSTAKA

- Artana, Ketut Buda, A.A. Bagus Dinariyana D.P, I Made Ariana dan Kriyo Sambodho. 2013. *Penilaian Risiko Pipa Gas Bawah Laut*. Guna Widya. Surabaya
- Antara, Dwi Suasti. 2013. *Penilaian Risiko Jalur Pipa Gas dengan Menggunakan DNV-RP-F107, Studi Kasus: Husky-CNOOC Madura Ltd. Pasuruan, Jawa Timur*. Skripsi Jurusan Teknik Sistem Perkapalan FTK-ITS, Surabaya.
- Artana, K. B. (2009, Februari 6). *Penilaian Risiko Pipa Gas Bawah Laut Ujung Pangkah-Gresik Dengan Standard DNV RP F107*. Jurnal Teknik Mesin, 28-42.
- ASME B31.8. 2003. *Gas Transmission and Distribution Piping Systems*.
- DNV-RP-F107. 2010. *Risk Assessment of Pipeline Protection*. diakses pada tanggal 8 Desember 2013.
- Utama, Gde Wahyu. 2012. *Risk Assessment Jalur Pipa Gas Offshore Labuhan Maringgai-Muara Bekasi: Studi Kasus Risiko Akibat Dropped Anchor, Dragged Anchor dan Sinking Vessels*. Skripsi Jurusan Teknik
- Indonesian Oil and Gas Company Registration Services. "Permen ESDM No. 27 Th 2008 tentang Usaha Penunjang Minyak dan Gas Bumi", diakses pada tanggal 28 Mei 2015
- Keputusan Menteri Pertambangan dan Energi Nomor 300.K/38/M.PE/1997 tentang *Keselamatan Kerja Pipa Penyalur Minyak dan Gas Bumi*
- <http://kelompoktujuhgeoteknik.blogspot.com/2010/12/geostudio-2004.html>

Pipe Stress Engineering oleh Liang-Chuan (L.C.) PENG dan Tsen-Loong (Alvin) PENG.

Berg, G. V., "The Analysis of Structural Response to Earthquake Forces," University of Michigan Industry Program of the College of Engineering, Report No. IP-291.

Shuwang, Yan. 2011. Risk Assessment on a Pipeline Passing Through a Ship Mooring Area. Elsevier.

http://www.engineeringtoolbox.com/temperature-derating-factor-steel-pipes-d_1744.html. Diakses pada tanggal 17 Juni 2016 jam 16.30 WIB

http://www.steeltubesindia.net/api5lx65-pipe/pipe_type_api5lx65_psl2_carbonsteel_pipe.html. Diakses pada tanggal 17 Juni 2016 jam 17.00 WIB

BIODATA PENULIS



Penulis lahir di Klaten, Jawa Tengah pada tanggal 10 Maret 1993 dengan nama Muhammad Arif Pradana dan merupakan anak pertama dari pasangan Sukimin dan Marsini. Penulis menempuh jenjang pendidikan mulai dari TK Mutihan 01 (1997-1999), SD Negeri Mutihan (1999-2005), SMP Negeri 1 Gantiwarno (2005-2008) dan SMA Negeri 1 Klaten (2008-2011). Setelah lulus dari bangku Sekolah

Menengah Atas (SMA), penulis diterima di Jurusan Teknik Sistem Perkapalan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember melalui jalur penerimaan SNMPTN Undangan pada tahun 2011.

Selama menempuh masa studi, penulis aktif di berbagai kegiatan dan organisasi di bidang akademik maupun non akademik. Diantaranya adalah organisasi kemahasiswaan seperti Ketua KMKS (2012-2013), Pengurus KMKI (2012-2013), HIMASISKAL (Himpunan Mahasiswa Jurusan Teknik Sistem Perkapalan) FTK-ITS sebagai Ketua HIMASISKAL FTK ITS (2013-2014) dan BEM ITS sebagai menteri PSDM BEM ITS (2014-2015) serta *student member* dari IMarEST Indonesia Timur (*The Institute of Marine Engineering, Science and Technology*) dan anggota dari *Reliability and Safety Laboratory* JTSP ITS. Dalam bidang akademis, penulis memiliki minat dalam bidang *pipeline design, marine mechanical engineering, risk assessment, safety engineering*.

Muhammad Arif Pradana

Mahasiswa Jurusan Teknik Sistem Perkapalan FTK-ITS
arifpradana9@gmail.com

“Halaman ini sengaja dikosongkan”